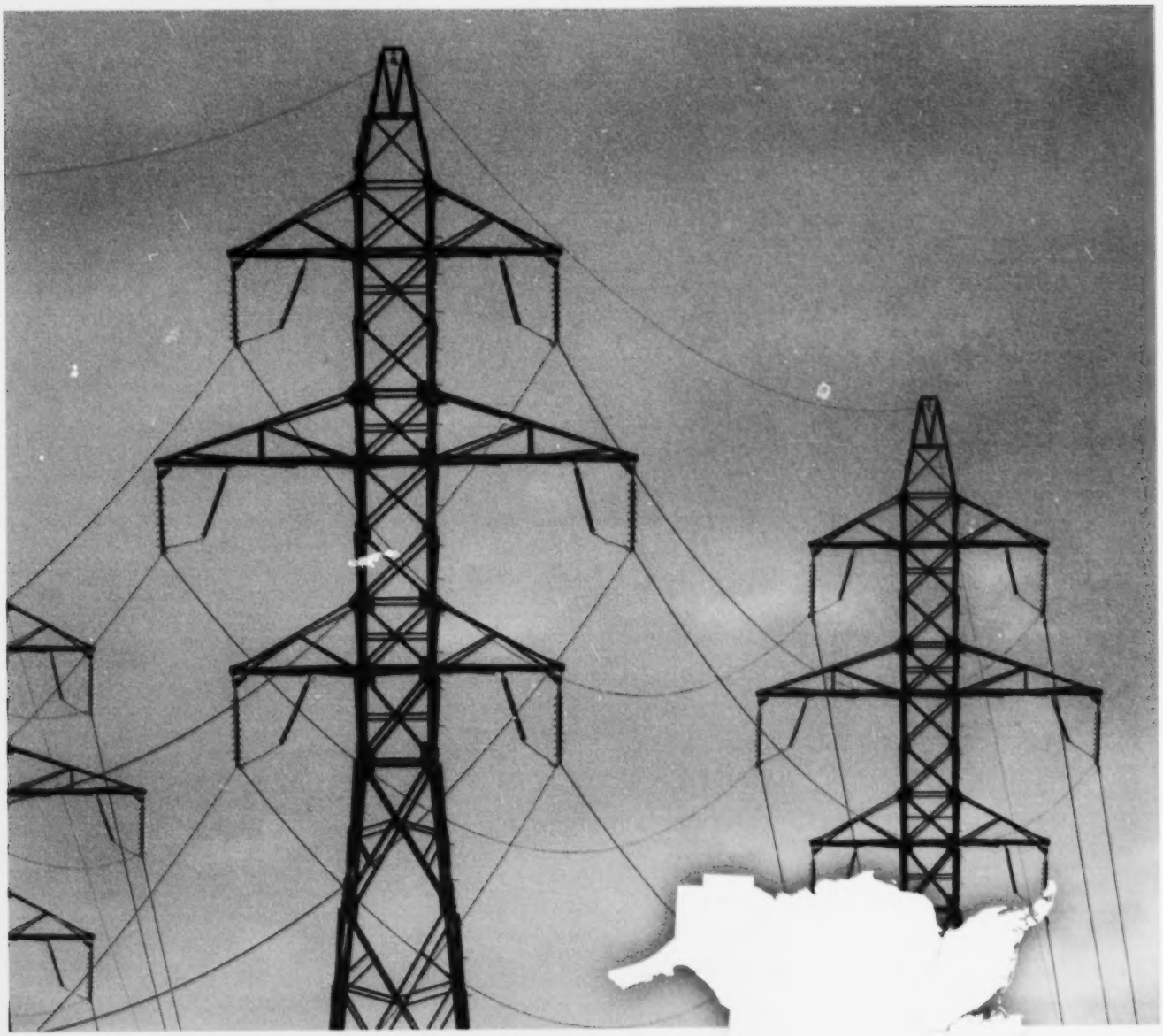
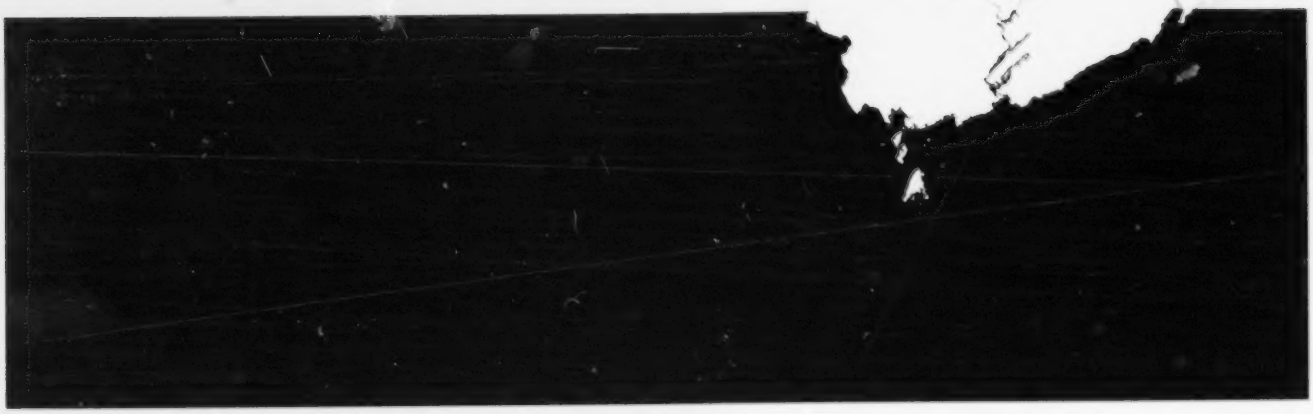


Advisory Panel on the Proposed
New Brunswick - Québec Electricity Transaction

February 1, 2010

Chair – David A. Ganong



Contents

Executive Summary 5

The Advisory Panel 7

Introduction 8

Current Situation 10

The Proposal 14

Financial Sense 16

Environmental Impacts 19

Sovereignty and Regulation 20

Economic Costs and Benefits 22

Future Opportunities 24

Concluding Statements 27

Glossary of Terms 28

Appendices 29

EXECUTIVE SUMMARY

On October 29, 2009 the governments of New Brunswick and Québec announced a proposed agreement whereby Hydro-Québec would acquire most of the assets of NB Power and provide a guaranteed electricity supply at a set price to the province.

Because of the complexity of the Proposal, the high degree of uncertainty and the wide range of questions by the public, an independent advisory panel was requested on November 20, 2009 to examine the Proposal.

On January 20, 2010 changes to the Proposal were announced.

This report addresses the proposed agreement as presented to the Panel up to January 26, 2010 referred to in this report as the "Proposal".

The six-person panel (Panel) was asked by the Government of New Brunswick to provide independent advice on whether the Proposal would represent the best interests of New Brunswickers. The mandate of the Panel was to compare short and long-term benefits and risks of the transaction to business as usual.

The Advisory Panel on the proposed New Brunswick-Québec Electricity Transaction was an independent body of lay New Brunswickers with a broad cross section of backgrounds. The panel spent 12 days meeting with key individuals and conducting an independent and objective examination of the information available. Panel members accepted no remuneration for their time. To assist with its review, the Panel secured independent expert advice.

The Proposal

The Proposal contemplated the sale of NB Power's hydro generation facilities, two diesel peaking plants and the Point Lepreau nuclear generating facility once the refurbishment project is completed. The Proposal also contemplated a guaranteed bulk electricity supply of 14 Terawatt-hours per year by Hydro-Québec at a blended rate of 7.35 cents per kilowatt-hour referred to as the Heritage Pool Supply (HPS). The rate would be held constant for 5 years and then escalated at the New Brunswick consumer price index (CPI) in perpetuity. Hydro-Québec would make a payment to New Brunswick of $3.2 billion for the assets being transferred, part of which would be paid after the Lepreau refurbishment.

The New Brunswick government would retain ownership of the fossil-fuelled power plants, the NB Power transmission assets and the NB Power distribution assets and customer sales. The generation from the fossil-fuelled power plants would be contracted exclusively to Hydro-Québec and the costs would be covered by Hydro-Québec as part of their obligation to provide the guaranteed electricity supply (HPS) price. The New Brunswick System Operator (NBSO) would continue to be an independent agency and open access transmission would remain.

Context

The Panel recognized the circumstances that lead to the Proposal. NB Power is faced with major financial and technical challenges particularly in generation that will inevitably lead to significant rate increases over many years to come and is faced with substantial risks that could further add to the rates and possibly require government support to alleviate. These risks include:

- increasing and volatile fuel prices, particularly for oil fired generation plants;
- greenhouse gas emissions regulations;
- large capital costs for the replacement or refurbishment of generating facilities;
- interest and exchange rates on refinanced debt or increased debt for replacement generation projects;
- possible outage of a large generation facility; and
- start-up, operation and decommissioning of the Point Lepreau nuclear plant.

Meanwhile, Hydro-Québec has a surplus of clean, reliable and low cost electricity available as a result of a major hydro construction program and a near-term decline in market growth in the U.S. Northeast. With a closer relationship between the NB Power generation facilities and Hydro-Québec's flexible hydro system, which has long-term storage, the resulting system efficiencies of operation present a unique opportunity for lower cost electricity and lower financial risks for New Brunswick and benefits for Hydro-Québec.

Conclusions

If the Proposal is implemented, the Panel concluded that it would be a good deal for New Brunswick for the following reasons:

- Electricity rates would be lower for New Brunswick customers in the near and long term. Residential, commercial and wholesale customer rates are expected to average more than 6% lower during the first 10 years and 13% lower by 2030, while Industrial rates are expected to average more than 20% lower during the first 10 years and 23% lower by 2030.
- There are significant future risks that will affect rates in the near and long term that would be substantially reduced.
- The Panel accepts the assessment of the experts retained by the government and their preliminary determination that the purchase price offered by Hydro-Québec falls within a range of fair value for the assets to be transferred based on standard industry financial methods.
- A substantial portion of the NB Power debt would be serviced by Hydro-Québec and future debt accumulation by NB Power for replacing or refurbishing generation would be avoided. The remaining debt related to transmission and distribution would be serviced within the regulatory framework and customer rate commitment of the government.
- Hydro-Québec would benefit from a market for its electricity at a firm price over the long term and would be able to achieve operational efficiencies and savings by more closely coupling its generation to the New Brunswick facilities.
- There should be real environmental improvement with reduced air and other pollutants and reduced risk of future high costs for greenhouse gas emission reductions.
- New Brunswick would continue to have policy and regulatory control over the electricity sector while allowing competitive elements of the markets to operate.

Recommendations

Further, the Panel recommends that:

- The Province strengthen the regulatory framework as soon as possible to provide broader authority and oversight for the New Brunswick Energy and Utilities Board (EUB) without government interference in its decisions, as is normal in other jurisdictions.
- The Province require by regulation, in the new regulatory framework, greatly expanded investment by all distribution utilities in energy efficiency and demand side management (DSM) with aggressive targets to avoid purchasing electricity supply beyond the Heritage Pool Supply.
- The costs associated with the Lepreau deferral account should begin to be applied to rates in the first year of the Proposal term rather than being deferred for five years.
- The Province fully support new technology and innovation for electricity system improvement, such as "smart grid" technology as strategic priorities for the energy sector and that they be reflected in energy agreements, the regulatory framework and any future economic development strategy and energy policy.
- While the proposal is beneficial to the financial security of the province and provides a platform for the development of a strategic policy vision, which the panel believes is necessary, it must integrate energy policy and economic development and capture the human and institutional resources unique to New Brunswick.

The Panel concluded, based on the information available up to January 26, 2010 that the benefits to New Brunswick of rate savings over the short and long term, reduced environmental impacts from fossil-fuelled generation, the transfer of significant risk on generation facilities to Hydro-Québec, the mitigation of financial risk related to current and future debt and the positioning of the province toward a greener economy all contribute to real and positive value to New Brunswick over business as usual.

THE ADVISORY PANEL

David Ganong (Panel Chair), Chairman of Ganong Bros., Limited, a St. Stephen manufacturer with 350 New Brunswick employees. He has had an extensive business career in New Brunswick and has served on numerous Provincial and National Boards, including Air Canada, Sun Life Insurance Company and Chairman of the Clarica Life Insurance Company. He is a Member of the Opinion Leaders Forum on Climate Change, past Chair and Member of the Board of Governors of the University of New Brunswick, past Chair of the Atlantic Provinces Economic Council, a Director of the Canadian Council of Chief Executives and the founding Chair of the New Brunswick Business Council. He is also a Member of the Order of Canada.

John McLaughlin, president emeritus of the University of New Brunswick. He has an academic background in engineering and institutional economics. He has been a leader in building the North American geomatics industry and has worked extensively internationally, in more than 40 countries, with the World Bank, the United Nations and several other international agencies and companies.

Elizabeth Weir, president and chief operating officer of Efficiency NB. Since her appointment in 2005, Efficiency NB has become recognized as a national leader for its award-winning energy efficiency programs and services. Prior to this, she also served for 14 years as a member of the New Brunswick Legislative Assembly and Leader of the provincial New Democratic Party. She was the first woman leader elected to the New Brunswick Legislature. As a result of her significant contribution to public policy development, legislative oversight, and international democracy development training in 11 countries, she received an honorary doctorate from the University of New Brunswick in 2005 and in 2008, was the recipient of the Red Cross Humanitarian of the Year Award.

Allison McCain, chairman of McCain Foods Ltd. since 2002. He has more than 30 years of business experience. After graduating in engineering from UNB he worked for NBTel for three years before joining McCain Foods. He held a number of positions at McCain including three years in Australia and sixteen years in Britain before becoming chairman. In 2004, he was appointed chair of UNB's Forging our Futures Campaign that raised more than $100 million. He was appointed a governor of the Beaverbrook Art Gallery in 2004 and assumed the chair of the board in 2008.

Louis LaPierre, professor emeritus in biology at the Université de Moncton and the past K.C. Irving Chair in Sustainable Development. He has dedicated the past three decades working with a variety of groups committed to protecting the environment. He was a member of the National High Level Nuclear Waste Disposal Panel, the Chair of the Bruce New Built Environmental Assessment Panel as nominated by the Federal Minister of Environment and was the Chair of the New Brunswick Sustainable Development Strategy.

Gilles Lepage served as president and chief executive officer of the Mouvement des caisses populaires acadiennes from 1994 to 2004. He has participated in numerous forums that examined the economic development and quality of life in New Brunswick, including the McKelvey-Lévesque commission on the cost of health care in the province. He also served as co-chairman of the provincial government's Self-Sufficiency Task Force.

Advisors to the Panel:

Robert B. Catell, Chairman of the Advanced Energy Research and Technology Center (AERTC) at New York State University at Stony Brook and former chairman and CEO of KeySpan Corporation of New York. (now part of National Grid). In that capacity Mr. Catell accomplished many large corporate energy transactions in the U.S. Northeast.

David Manning, Q.C., Director, M.J. Bradley & Associates LLC in New York, an international energy and environmental consulting firm, and a former Deputy Minister of Energy in Alberta.

1. INTRODUCTION

On October 29, 2009 the governments of New Brunswick and Québec announced a proposed agreement whereby Hydro-Québec would acquire most of the assets of NB Power and provide a guaranteed electricity supply at a set price to the province.

Because of the complexity of the transaction, the high degree of uncertainty and the wide range of questions by the public, an independent advisory panel was requested on November 20, 2009 to examine the proposal.

On January 20, 2010 changes to the proposal were announced.

This report addresses the proposed agreement as presented to the Panel up to January 26, 2010 referred to in this report as the "Proposal".

The Proposal contemplated the sale to Hydro-Québec of only the NB Power hydro plants, the Lepreau nuclear plant and two diesel peaking plants and for Hydro-Québec to provide a guaranteed electricity supply at a set price. The New Brunswick government would continue to own the fossil-fuelled power plants, the Grand Manan plant, the NB Power transmission system and the NB Power distribution system. The New Brunswick System Operator (NBSO) would remain an independent agency.

The six-person panel was asked by the government to provide objective advice on whether the Proposal represents the best interests of New Brunswickers. Its mandate was to compare short and long-term benefits and risks of continuing to own all of NB Power versus that of the Proposal.

The panel examined several key aspects of the Proposal including:

- the financial implications;
- long-term effects on electricity rates;
- New Brunswick's control of energy policies;
- environmental impacts;
- short-and long-term risks and avoided risks; and
- benefits and costs to the provincial economy.

The Advisory Panel on the proposed New Brunswick - Québec Electricity Transaction (Panel) was an independent body of lay New Brunswickers with a broad cross section of backgrounds. The Panel spent 12 days over a two month period meeting with experts, examining the issues and preparing conclusions and recommendations. Panel members accepted no remuneration for their time. To assist with its review, the Panel secured independent expert advice.

When the Proposal was being modified, the Panel shifted its examination to the new terms being negotiated. Most of the key issues remained the same although the circumstances and possible outcomes changed. Some experts came back before the Panel more than once. A list of those who appeared before the Panel is included in Appendix A.

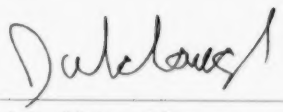
It is important to note that the conclusions and recommendations of the Panel are the result of an independent examination of the available information. While New Brunswick government officials appeared before the Panel, the report was not prepared in consultation with the Government of New Brunswick, the Government of Québec, Hydro-Québec, or NB Power. The Panel drew its conclusions and recommendations on the basis of the information available.

The Panel members felt adequately informed and provide their conclusions and recommendations on the strength of their collective professional experience.

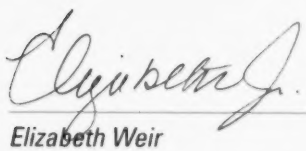
The Panel was of the view however, that the active involvement of NB Power and others would be necessary to complete the transaction.

This Report is respectfully submitted by the Advisory Panel to the Premier of New Brunswick.

Allison McCain

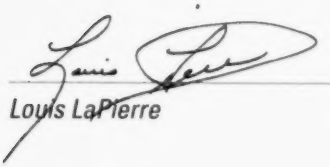


John McLaughlin

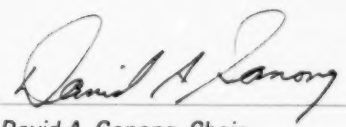


Elizabeth Weir

Gilles Lepage



Louis LaPierre



David A. Ganong, Chair

2. CURRENT SITUATION

The Electricity Sector in New Brunswick

With the passing of the new Electricity Act in New Brunswick in 2004, the electricity industry was separated into four parts in a move from a traditional monopoly industry toward more wholesale market competition and independent power generation. The industry segments include:

- Generation – production of electricity by NB Power and independent producers;
- Transmission – building and maintenance of high voltage transmission wires continuing to be owned by NB Power;
- Distribution and Customer Service – local delivery of electricity and retail sales by three municipal distribution utilities and by NB Power Distribution in the rest of the province.
- System Operator (NBSO) – an independent agency responsible for operating the transmission system, its reliability, access to the system, the rules of access and the charges for shipping electricity on the system (transmission tariff). This facilitates open and fair electricity trading in the region.

The NB Power Corporation was also restructured into three parts in order to fit into the new industry structure allowing for independent generators to compete for the bulk wholesale market.

The role of the NB Energy and Utilities Board (EUB) was enhanced to ensure that customer electricity rates are fairly charged and to oversee the operations of the NBSO.

By 2009, independent power generators totalled 504 Megawatts (MW) of production capacity while NB Power had 3,829 MW of production capacity. Additional independent generation will be going into production in the next few months with additional wind farms bringing the total wind generation capacity to 363 MW.

Figure 1: Generating Facilities in New Brunswick

Electricity Generation and Transmission in 2009

NB Power Generation

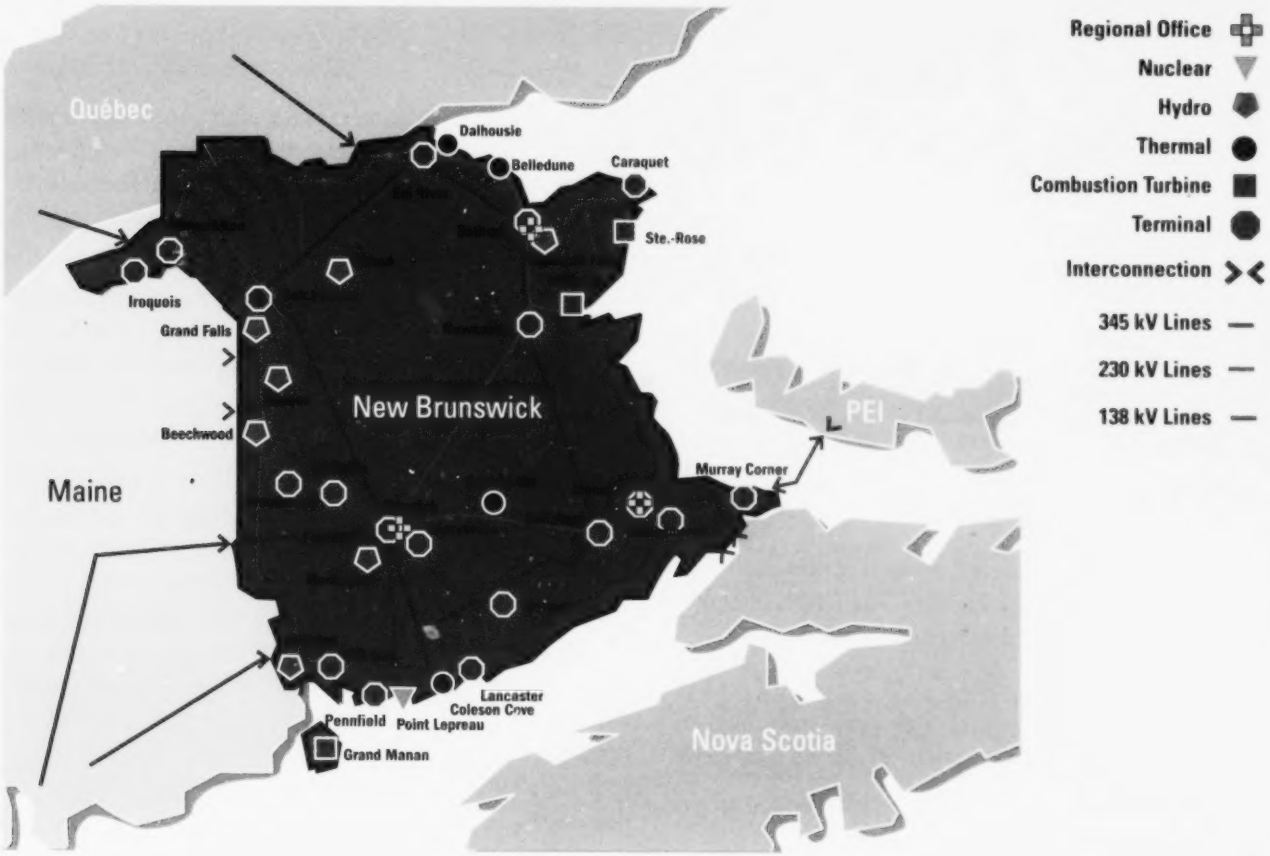
Plant	Fuel	MW
Point Lepreau	Nuclear	635
Milltown	Hydro	3
Sisson	Hydro	9
Nepisiguit Falls	Hydro	11
Tobique	Hydro	20
Grand Falls	Hydro	66
Beechwood	Hydro	112
Mactaquac	Hydro	672
Grand Manan Turbine	Thermal	29
Grand Lake	Thermal	52
Ste. Rose Combustion Turbine	Thermal	99
Dalhousie	Thermal	299
Millbank Combustion Turbine	Thermal	397
Belledune	Thermal	457
Coleson Cove	Thermal	968
	Total	3829

Independent Generation

Plant	Fuel	MW
Bayside Power	natural gas	263
TransAlta's Kent Hills Wind Farm	wind	96
Grandview Generating Station	natural gas	90
Other non-utility generators	various	55
	Total	504

Source: NB Power

Figure 2: New Brunswick Electricity System



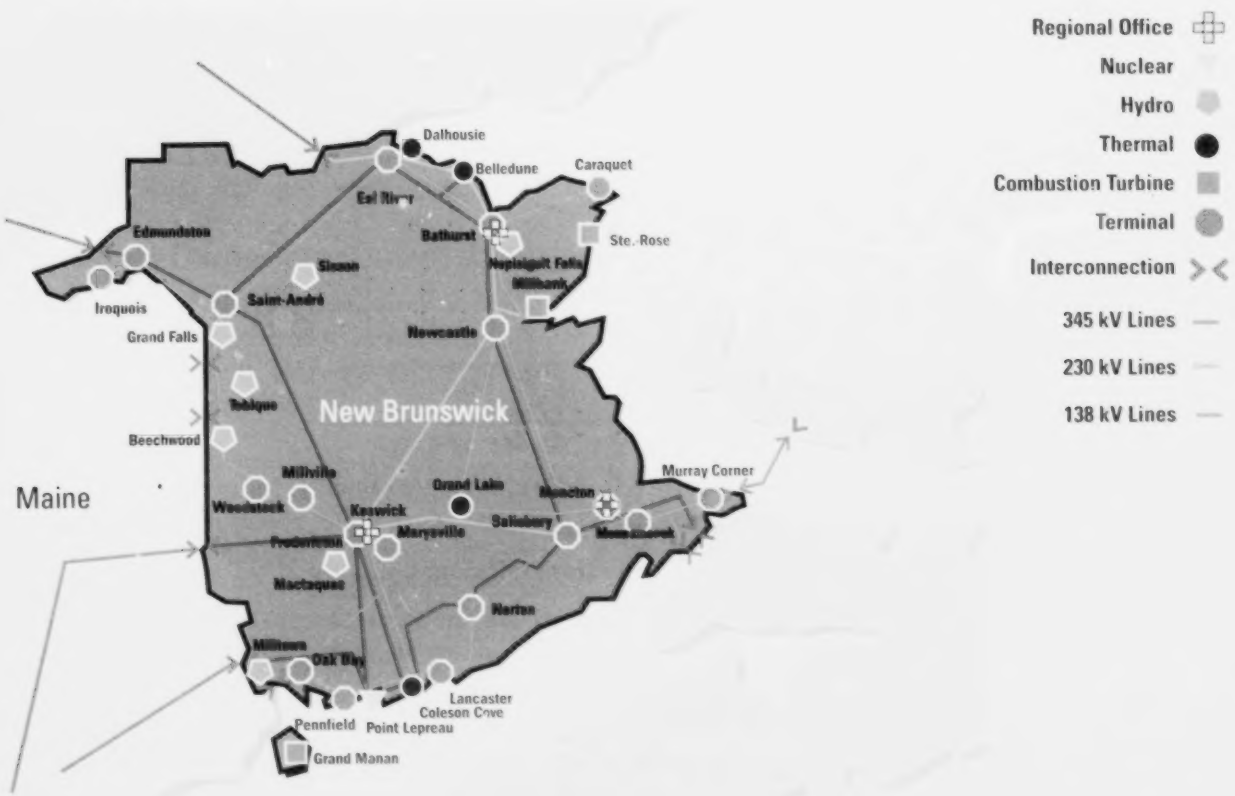
Source: NB Power

Challenges in Generation; Financial Risks

NB Power Generation is faced with many challenges over the next several years that likely translate into substantial rate increases. Most of those challenges are in generation. Fossil-fuelled power plants make up about 45% of NB Power electricity generation when Lepreau is operating, while 97% of Hydro-Québec's generation is from renewable sources. In normal operations the cost of fuel affects approximately one third of NB Power's total costs. NB Power's reliance on fossil fuel exposes it to fuel price escalation and volatility. Oil prices are expected to increase substantially in coming years and recent history has shown that large fluctuations in prices occur over short periods for a range of reasons from market speculation to political events.

Climate change has become a dominant public issue driving political agendas. Regulation of greenhouse gas (GHG) emissions is already in place in several jurisdictions including the North-eastern US. Meanwhile, the federal governments of both Canada and the U.S. are developing GHG legislation and regulations for implementation within the decade. All fossil-fuelled plants are also expected to face greenhouse gas (GHG) regulations that are increasingly stringent. The impact of putting a price on carbon was analysed by consultants engaged by the province, NERA Economic Consulting (NERA). NERA estimated the cost risk for NB Power to meet future GHG regulations could range from over $500 million to well over $1billion (in 2010 dollars). The following chart illustrates one scenario based on proposed federal regulations in the U.S. being applied in 2020 and with a price of carbon at $20/tonne in 2009 dollars. The dotted lines show rates without carbon costs and the solid lines show rates with carbon cost included.

Figure 2: New Brunswick Electricity System



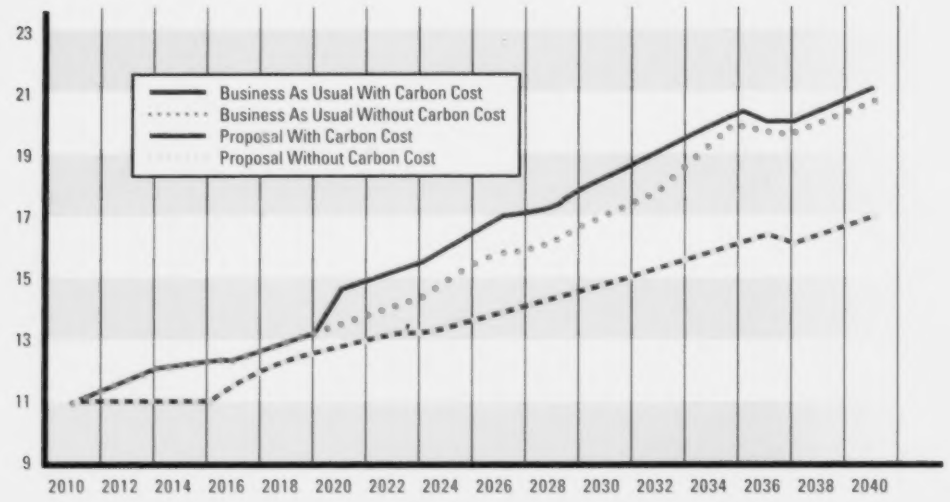
Source: NB Power

Challenges in Generation; Financial Risks

NB Power Generation is faced with many challenges over the next several years that likely translate into substantial rate increases. Most of those challenges are in generation. Fossil-fuelled power plants make up about 45% of NB Power electricity generation when Lepreau is operating, while 97% of Hydro-Québec's generation is from renewable sources. In normal operations the cost of fuel affects approximately one third of NB Power's total costs. NB Power's reliance on fossil fuel exposes it to fuel price escalation and volatility. Oil prices are expected to increase substantially in coming years and recent history has shown that large fluctuations in prices occur over short periods for a range of reasons from market speculation to political events.

Climate change has become a dominant public issue driving political agendas. Regulation of greenhouse gas (GHG) emissions is already in place in several jurisdictions including the North-eastern US. Meanwhile, the federal governments of both Canada and the U.S. are developing GHG legislation and regulations for implementation within the decade. All fossil-fuelled plants are also expected to face greenhouse gas (GHG) regulations that are increasingly stringent. The impact of putting a price on carbon was analysed by consultants engaged by the province, NERA Economic Consulting (NERA). NERA estimated the cost risk for NB Power to meet future GHG regulations could range from over $500 million to well over $1billion (in 2010 dollars). The following chart illustrates one scenario based on proposed federal regulations in the U.S. being applied in 2020 and with a price of carbon at $20/tonne in 2009 dollars. The dotted lines show rates without carbon costs and the solid lines show rates with carbon cost included.

Figure 3: Residential Average Rates; Carbon Cost Effect (cents/KWh)
$20 per ton carbon charge in 2020



Source: NERA Economic Consulting

NB Power is faced with replacing several generating facilities within the next 20 to 25 years. The refurbishment or replacement of power plants including Mactaquac by 2030, Belledune by 2033 and Point Lepreau by 2035 represent significant capital expenditures that will have to be rolled into rates. Refurbishment of Mactaquac alone will be in the range of $2-3 billion in current year dollars. Any new electricity generation facilities will produce at higher cost than today.

Large capital construction projects necessitate higher debt levels and the associated risk of higher interest rates and currency exchange rates. The single largest risk to NB Power is the successful refurbishment and start-up of the Point Lepreau nuclear plant. An extended refurbishment period or difficulties with the restarting of the facility have huge financial implications.

In summary, many challenges face NB Power in generation, which represent substantial financial risks including:

- increasing and volatile fuel prices;
- greenhouse gas emissions regulations;
- large capital costs for the replacement or refurbishment of generating facilities;
- outage of a large generation facility;
- interest and exchange rates on debt;
- start-up, operation and decommissioning of Point Lepreau nuclear plant.

Transmission; Capacity

There are some upgrades required in the high voltage transmission system, some to accommodate renewable energy projects such as new wind farms. These upgrades would be necessary in both the business as usual and the Proposal cases. As the energy shifts away from high GHG emitting plants some transmission realignment will be necessary.

Market Situation

The Panel was not in a position to speculate on the business purpose behind Hydro-Québec's transaction. Its role was only to assess the transaction itself in the interest of the people of New Brunswick. In order to do that, it is important to understand the energy market in which Hydro-Québec, NB Power, and other market participants in the region operate.

In recent years, Hydro-Québec has embarked upon a major capital construction program to maximize hydro resources within the Province. Hydro-Québec has undertaken a new 4,500 MW development plan, creating more hydro and wind energy for a future carbon-constrained market. Recently, the declining North American economy and expansion of domestic natural gas reserves have negatively impacted electricity export market prices. As a result of the recession, demand for electricity is expected to be lower than forecast leaving Hydro-Québec with excess electricity capacity.

In anticipation of economic recovery, and a continental or global regime to address climate change, Hydro-Québec is expected to spend in excess of $20 billion on generation and transmission through to 2050.

Natural gas is the primary fuel source for electricity generation in the U.S. Northeast. New technology has increased natural gas reserves in North America, lowering and stabilizing gas prices, with a moderating impact on the price of electricity in Hydro-Québec's export markets.

New Brunswick offers Hydro-Québec an expanded market, improved access to export markets in the U.S. and domestic maritime markets, along with generation assets that provide balance and flexibility in the operation of a regional power market.

Hydro-Québec's ability to "store" large volumes of power in its hydro reservoirs is unique and strategic in the power market. They are therefore best positioned to integrate the St. John River hydro power system, which is most productive during spring runoff, when prices are reduced.

The Panel recognized significant financial and technical challenges facing NB Power in this market, with its current fuel mix as environmental standards strengthen. This would result in a high likelihood of rate increases and potential government support to keep NB Power viable in the absence of this transaction.

Open Access Transmission System

New Brunswick's transmission system has interconnections with Québec, PEI, Nova Scotia and Maine. It is not only situated geographically amidst those markets, it is an "open access transmission jurisdiction", meeting the U.S. standards. This is required to allow open trading of electricity in the region and to export into the U.S. market.

Any electricity producer can transmit their electricity over the system, but because it has finite capacity, they must bid competitively for scheduled space on the system. The tariff paid for transmission is regulated by the EUB, which allows a fair rate of return to the owner of the transmission system.

The New Brunswick System Operator (NBSO) is a non-profit organization that is independent of other electricity industry participants. It is governed by an independent board and regulated by the EUB. The NBSO coordinates controls and monitors the operations of the NB electrical power system and is responsible for reliability coordination in New Brunswick, Nova Scotia, PEI and Northern Maine. Its independence is important to facilitate a competitive wholesale electricity market.

3. THE PROPOSAL

The Assets

The assets of NB Power that would be acquired by Hydro-Québec include:

- Hydro generation facilities;
- Two diesel peaking plants at Millbank and St. Rose;
- Point Lepreau nuclear generating facility, once the refurbishment project has been completed, estimated to be in January 2011;
- Firm transmission rights associated with the acquired generation plants.

The New Brunswick government would retain ownership of the fossil-fuelled power plants, the Grand Manan plant, the NB Power transmission assets, the NB Power distribution assets and NB Power customer sales. The NBSO would remain an independent agency.

Two of the fossil-fuelled plants would remain in operation for the benefit of Hydro-Québec under supply contracts based on tolling agreements. They include the Belledune generating facility (coal) and the Coleson Cove generating facility (oil). Coleson would be operated only during peak periods. Under the tolling agreements Hydro-Québec would provide fuel and air emissions permits and would have the exclusive right to purchase electricity production from the plants, but would not own them.

Hydro-Québec would have the option to direct New Brunswick to shut down these facilities with one year's prior notice and pay New Brunswick, if applicable, the equivalent of 12 months of fixed costs.

Three other generating plants have been deemed surplus to needs. The 2010 closing of the Grand Lake generating facility (coal) was announced at the end of September 2009. The Dalhousie generating facility (oil) phase out was announced on October 29, 2009, and Courtenay Bay generating facility (oil) has not operated in three years.

The conditions for the sale of Point Lepreau include the full completion of the refurbishment project currently under way, the successful restart of the plant and the issuance of the necessary operational permits and authorizations.

Supply of Electricity to New Brunswick

Hydro-Québec would provide up to 14 Terawatt-hours per year (TWh/year) of electricity to NB Power Distribution in perpetuity to be known as the NB Heritage Pool Supply (HPS). This is slightly above the current average level of electricity use in the province. Two energy pools would be created by the Province: one of 4.5 TWh/year for industrial customers and one of 9.5 TWh/year for residential, commercial and wholesale customers.

Electricity Rates for First Five Years

The HPS would be provided to NB Power Distribution at a price of 7.35 cents/kilowatt-hour for five years. Thereafter, it would escalate at the rate of the New Brunswick Consumer Price Index (CPI).

Industrial rates would be set immediately after the closing of the agreements at a level that would result in rate reductions averaging 23% for large industrial customers using more than 5,000 kW per month and averaging 15% for large industrial customers using between 750 kW and 5,000 kW per month.

On the first, second, third and fourth anniversaries of the closing date, industrial rates would be adjusted in accordance with increases, if any, to Hydro-Québec's L and M business rates;

Residential, commercial and wholesale rates would be frozen for five years at the levels currently in effect in New Brunswick;

All New Brunswick electricity needs beyond the HPS would be met through calls for tenders by NB Power Distribution at market conditions approved by the EUB.

Electricity Rates After Five Years

After year five, transmission and distribution rates would be separated from the electricity price. The transmission and distribution portion of the rates to be charged to customers would be regulated on a cost of service basis by the EUB.

The electricity commodity price within the HPS would increase at the rate of the New Brunswick CPI. All customers including industrial, residential, commercial and wholesale would see electricity commodity price increases at the rate of CPI in perpetuity. Electricity demand beyond the HPS, if any, would be provided on a competitive bid basis conducted under the authority of the EUB.

The cost for any electricity supply over the HPS for residential, commercial and wholesale customers in the first five years, which is not anticipated, would be put into a deferral account and only charged to those customers in the years after the five year period. This would be separate and distinct from the Lepreau deferral account which is the accumulated cost of replacement power and other costs during the refurbishment project. Payment of the Lepreau deferral account will be deferred until after the end of year five, after which it will be rolled into rates.

New Brunswick would modify the regulatory framework defining the structure and regulation of certain elements of the electricity industry to ensure that the terms of the final arrangement are implemented. Key elements would include:

- After year five, transmission and distribution rates would remain regulated on a cost of service basis by the EUB;
- Access to the transmission system would remain open and non-discriminatory and the transmission tariff and market rules would continue to be administered by NBSO and would continue to be regulated by the EUB.
- The NBSO would remain an independent agency.

Financial Considerations

Hydro-Québec would commit to making two payments to New Brunswick totalling $3.2 billion, the first ($1.8 billion) on the closing date of the transaction, which is expected to be on March 31, 2010, and the second ($1.4 billion) on the closing date of the Point Lepreau transaction, which is expected to occur in January 2011.

The Province would continue to receive property taxes on the generation assets and utility taxes on the transmission system as in the business as usual case.

Comparison of Long-term Electric Rates

The Panel, with the assistance of its expert advisors, examined reports by NERA that compare the difference in rates between business as usual and the Proposal. The analysis concluded that from 2011 forward the residential, commercial, and wholesale customers (municipal utilities) would experience a net present value (NPV) saving of $3.4 billion (68% of the total). The industrial customers would experience NPV savings of $1.6 billion (32% of the total).

The savings would result from a guaranteed electricity supply from Hydro-Québec with price increases controlled by a known formula rather than the business as usual conditions. The guaranteed HPS would insulate electricity rates in the province from the direct influence of oil price increases, future carbon costs and current and future debt on generation facilities.

The following chart illustrates a comparison of electricity rates between business as usual and the Proposal. Individual charts for the industrial and the residential-commercial-wholesale groups are found in appendix C.

The Panel reviewed the assumptions made by NERA as well as a sensitivity analysis and were satisfied that the assumptions made were reasonable. The assumptions used are listed in Appendix D. The Panel reviewed sensitivity scenarios on a range of factors and concluded that none would lead to a negative outcome. It did reveal however, that the risk on carbon emissions regulations could substantially increase future rates under business as usual as is illustrated in Figure 3 on page 12.

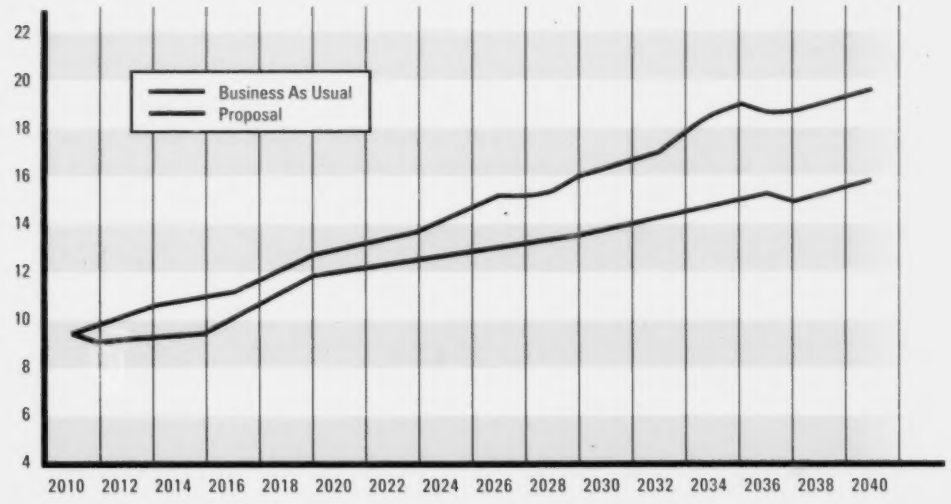
The Panel agreed that implementation of the Proposal would be a good financial deal for New Brunswick electricity customers. The HPS under the Proposal would offer a unique opportunity for New Brunswick to access lower cost hydro electricity supply with lower risk and to pass the substantial savings on to electricity customers. Although the projected savings beyond 20 to 25 years cannot be modelled with high accuracy, it is apparent that there should still be a net benefit in the long term.

Lepreau Deferral Account

This deferral account is the cost of replacement power and retaining the staff while the Point Lepreau generating plant is being refurbished and is a debt that must be paid by New Brunswick rate payers. It must be paid whether or not the Proposal is implemented. This account is estimated to be above $880 million by the time the plant is restarted. The payment of the costs is being deferred for five years from start-up of the plant and then it will be rolled into electricity rates.

The Panel recognized that the Lepreau deferral account is an issue both in the business as usual case and if the Proposal is implemented. The concern is when the costs will be recovered in the rates. The Panel recommends that the costs associated with this deferral account should

Figure 4: Average Total Rates (cents/KWh)



Source: NERA Economic Consulting

begin to be applied to rates in the first year of the Proposal term rather than being deferred thus reducing interest charges on the deferred debt and mitigating a larger rate increase in sixth year after the plant restarts.

Cost of Decommissioning Plants

In both the business as usual case and in the Proposal, some fossil-fuelled power plants are considered surplus. The provincial government has announced that the Grand Lake plant and the Dalhousie plant will be closed in 2010. In both cases there is a cost for decommissioning these plants. Preliminary estimates amount to $13 - $18 million for Grand Lake. It is not yet clear how those costs will be handled, whether rolled into rates or assumed by the government.

The Panel recommends that the government must soon determine how the decommissioning costs for the fossil-fuelled power plants will be handled and whether they will be rolled into rates or assumed by the government.

Mitigation of Financial Risks

As noted above, the challenges facing NB Power translate into considerable financial risks particularly in generation of electricity in the near and longer term.

A supply of low cost electricity produced from hydro would provide the opportunity to reduce the reliance of New Brunswick on fossil-fuelled power generation and the associated risks of fuel cost escalation and greenhouse gas regulations. It would also avoid the large capital costs to replace or refurbish some generation facilities along with the associated debt and the risks of changing interest rates and currency exchange rates.

The guaranteed HPS would also ensure an adequate supply of electricity at the HPS price should any of the generation facilities experience an extended outage or shutdown. This is particularly important in the case of Point Lepreau. The 14 TWh must be provided whether Lepreau runs or not.

The sale of the Point Lepreau generating plant would not be final until its refurbishment is complete and its start-up and operation is proven successful. However, should the restarting of Lepreau be unsuccessful or extended for some time, replacement electricity supply will be needed. The guarantee of lower cost replacement electricity supply under the HPS would reduce the cost compared to replacement supply from the open electricity market. It is unlikely that any electricity producer bidding into the regional electricity market would be lower in price than the guaranteed HPS from Hydro-Québec under the Proposal.

In effect, the HPS would help New Brunswick manage some of the replacement power risk of Lepreau if it is not restarted and Hydro-Québec would be assuming the full risk of Lepreau if it does restart.

Further to this, under the tolling agreements for the fossil-fuelled power plants that New Brunswick would retain ownership of, Hydro-Québec would be responsible for the fuel supply and the greenhouse gas emission allowances (carbon credits) needed to run them. This would be a transfer of considerable risk of substantial cost from NB Power to Hydro-Québec.

The Panel concluded that the Proposal would help mitigate most of the financial risks associated with generation in the business as usual case including:

- increasing and volatile fuel prices;
- expected greenhouse gas emission regulations;
- large capital costs for the replacement or refurbishment of generating facilities;
- interest and exchange rates on debt;
- outage of a large generation facility; and
- operation and decommissioning of Point Lepreau nuclear plant.

Debt

The debt currently supported by NB Power would be reduced substantially as a result of the transaction. Also, the future rate effects of debt increases that would be inevitable in the business as usual case would be avoided. This would reduce NB Power's vulnerability to future interest rate increases. Hydro-Québec could service the debt that it would undertake in acquiring the assets through the savings it could achieve by strategic management of the generation facilities it acquires from NB Power. The long term storage reservoirs and flexibility of their hydro system would allow Hydro-Québec to achieve more efficiencies with the NB Power generation assets than NB Power could do on its own.

NB Power would be left to service the debt of only the transmission and distribution companies and the deferral account. This debt should be sufficiently serviced by revenue from rates.

In the examination of NB Power debt and its ability to handle it, the Panel recognized an ongoing concern. Over the years government has constrained electricity rates that NB Power could charge customers through directives to the utility and by overruling EUB decisions. That limit on rates has resulted in insufficient revenue to

NB Power to effectively manage the debt the company has accumulated. The consequence has been that debt gets further deferred into the future. In the May 2009 EUB hearing on NB Power Distribution's rate increase, it was stated by NB Power that an increase in rates much greater than 10% would actually be needed to meet their shortfall in revenue requirements. The 3% rate cap as directed by the government left NB Power with insufficient revenue.

The panel concluded that a substantial portion of the NB Power debt would be eliminated and future debt accumulation by NB Power for replacing or refurbishing generation facilities would be avoided. The remaining debt related to transmission and distribution should be serviced within the rate commitment of the government.

Value of the Assets

The Proposal includes the sale of the NB Power hydro and nuclear generation assets to Hydro-Québec, and tolling agreements which place two of NB Power's fossil-fuelled plants under Hydro-Québec control. The preliminary financial analysis relating to the financial fairness of the purchase price offered by Hydro-Québec was performed by a financial services firm engaged by the province, Macquarie Capital Markets Canada Ltd. (Macquarie). Macquarie's findings remain preliminary until final details of the transaction are known.

The value of the assets would be directly related to the competing price for electricity and the facility cost of production. In the case of the Dalhousie and Coleson Cove oil-fired plants, recent oil prices have priced their production out of the market. Dalhousie has therefore been determined surplus and worth salvage value less decommissioning cost and Coleson Cove is left operating during peak periods only, significantly reducing its value.

Macquarie used standard industry techniques to assess the value of the NB Power facilities, taking into account competing electricity prices over the longer term and factoring in certain assumptions with respect to cost of carbon (greenhouse gas emissions) in future energy markets. Macquarie has concluded on a preliminary basis that the sale price proposed for the facilities returned net value to New Brunswick.

In reviewing NERA's rate forecast, the Panel and its expert advisors challenged NERA's conservative assumptions with respect to the impact of carbon on market value. In order to value the transaction to New Brunswick, it was necessary for financial analysts to make certain assumptions on the price of carbon and the timing of greenhouse gas regulation.

While there is significant political uncertainty on the issue of climate change with respect to the form of regulation and timing, the Panel agreed that a carbon-constrained economy is inevitable. The current Canadian government has made it clear that it will keep pace with developments within the United States, which dramatically changed its position on climate change with the election of 2008.

There are several large electricity projects within the Northeastern United States seeking Canadian-supplied renewable energy for the New York and New England electricity markets. These initiatives reflect the need for carbon-free energy to meet existing and future renewable energy mandates and the anticipated retirement of the least-efficient fossil-fuelled generating stations.

The tolling agreements under the Proposal would preserve Belledune and Coleson Cove as long as their production is economic. The Panel viewed NERA's assumptions as conservative when considering carbon regulation impacts on those plants and that the carbon price would impact production from these plants much more quickly. This finding enhances the value of the Proposal to replace existing fossil fuel plants with low-carbon hydro at a guaranteed maximum price.

The Panel also recognized the impact of future capital expense on value of the assets and the opportunity to maximize the value of these assets by integrating all forms of generation into a regional resource pool. A business as usual case would leave New Brunswick overly dependent on fossil-fuel based generation and more exposed to the future impact of carbon price and emission regulation.

The value of the transmission system would remain with the province as it would continue to own those assets. The transmission system would continue to provide a reasonable rate of return on equity as determined by the EUB.

The Panel accepts the assessment of the experts retained by the government and their preliminary determination that the purchase price offered by Hydro-Québec falls within a range of fair value for the assets to be transferred based on standard industry financial methods.

The Panel concluded that the price to be paid for the assets would be fair and returns value to New Brunswick. After discussions with various industry and public utility experts, the Panel concluded that the economic analysis completed by the consultants engaged by the government follow normal methods for the industry and are credible.

5. ENVIRONMENTAL IMPACTS

The New Brunswick Department of Environment's review of the impacts of the Proposal found that no new environmental risks or concerns would be created for the province. New energy projects, as well as facility decommissioning, would continue to be reviewed through the province's Environmental Impact Assessment process. Existing facilities would continue to be regulated under the Clean Air Act, the Clean Environment Act and the Clean Water Act.

The decommissioning of NB Power's facilities at Grand Lake and Dalhousie will result in substantial reductions in mercury, sulphur dioxide and other air pollutants. Both Canadian and regional emissions targets will be exceeded.

These plant closures are estimated to result in annual reductions of:

- 2.1 million tonnes of greenhouse gases (GHG) – 11% of provincial total
- 89 kilograms of mercury – 92% of NB Power total
- 27,000 tonnes of sulphur dioxide – 81% of NB Power total
- 4,400 tonnes of nitrous oxides – 33% of NB Power total

It will allow the province to exceed its 2012 GHG reduction target by one million tonnes (Mt) or 6% below 1990 levels. If additional hydro generated electricity from Québec displaces more expensive oil fired generation at Coleson Cove and coal generation from Belledune, further reductions could be expected.

Estimates made by NERA of the potential cost for NB Power to comply with future GHG regulations from coal and oil power plants could range from $500 million to over $1 billion (in 2010 dollars).

The Panel concluded that there should be real environmental improvement with reduced air and other pollutants and reduced risk of high greenhouse gas emissions reduction costs and other environmental costs.

6. SOVEREIGNTY AND REGULATION

Ability to Establish Energy Policy

Energy policy can be viewed as strategic positions taken and measures implemented by government, whether regulatory or economic, to influence particular outcomes that are beneficial for New Brunswick. The strategic approaches the government takes should recognize the strengths and weaknesses of the province and be supported by appropriate energy policies. They should also recognize the trend towards a carbon constrained world, new technologies and innovation and cleaner energy sources.

New Brunswick has several advantages in the energy sector. Its geographical position relative to other provinces and the U.S. Northeast has particular advantages, which are evident in substantial export and transfers of refined petroleum products, natural gas and electricity.

The government has pursued an agenda to expand exports of energy in various forms to U.S. Northeast markets. The apparent intent has been to build on the existing energy transmission and distribution networks in gas and electricity, the petroleum refining capacity, the diverse energy mix and the potential to develop environmentally friendly energy sources.

It is apparent that if the Proposal is implemented, the province would continue to have the authority to set energy policy and to influence developments in the sector through regulatory frameworks and economic measures. However, some of the ability to implement such measures may be affected by the detailed agreements being negotiated. Development opportunities such as energy efficiency, renewable energy, deployment of innovations in energy technologies in the future and community engagement could be compromised in the final agreements.

The Panel recognized that the Province is proposing to take serious and far reaching decisions affecting the energy sector and economic development. Without taking on the obligation to set an economic development direction in the context of an integrated energy policy, this transaction would exist in a strategic vacuum. The Government must seize this opportunity to ensure the Province get the full benefits available.

The Panel concluded that if the Proposal is implemented the province would retain the ability to establish and implement energy policies and regulatory control over the electricity industry while allowing competitive elements of the markets to operate. However, it is important that the Proposal be implemented with strategic direction in economic development in a broader perspective and with a complementary energy policy.

Current Regulation and EUB Role

Because sovereignty and the regulatory framework were key concerns around the original Proposal, the Panel spent some time examining the proposed arrangement and the regulatory implications. While the amended Proposal would alleviate several of the sovereignty concerns, the Panel found that electricity customers could benefit significantly from reform of the regulatory framework regardless of whether or not the Proposal is approved and implemented.

The electricity sector is complex in that certain segments are regulated while other segments are not. This is to allow market competition and the resulting business discipline to work where possible. In New Brunswick, generation of electricity is not regulated and the natural monopoly segments, transmission and distribution, are regulated.

The New Brunswick Energy and Utilities Board (EUB) is a quasi judicial organization at arm's length from government. It is governed by the Energy and Utilities Board Act and other statutes such as the Electricity Act and the Gas Distribution Act. The extent of its powers is determined by the legislation; it does not set policy. It appears before the Crown Corporations Committee of the Legislature annually for review of its operations.

The EUB reviews the rates charged by NB Power Distribution to balance the interests of customers and the utility. It does not approve capital projects nor does it have authority to review customer complaints. NB Power Distribution can increase rates up to 3%, or CPI whichever is greater, without review by the EUB. The decisions of the EUB are subject to final approval by the government.

Alternative Regulation and EUB Role

In other jurisdictions in Canada and the U.S., the utility regulator has considerably more oversight providing greater transparency and fairness of treatment for customers. The authority of these utility regulators typically goes beyond reviewing only the rates charged to customers to include both broader electricity system implications and sustainable development principles.

Another feature of the traditional regulatory framework is the authority of the regulator's decisions to be final without further government oversight. Currently, decisions of the EUB must be approved by the government, which can

distort the decisions of the regulator away from the basic principles of its review as directed by the legislation.

The Panel concluded that the implementation of a regulatory framework that conforms to normal practices in other jurisdictions would provide increased customer protection, greater transparency and more scrutiny of the operations of the electric utility. It would bring New Brunswick more in line with other jurisdictions in respect of electric utility regulation and would separate industry regulation from government.

The Panel recommends that, regardless of whether or not the Proposal is implemented, the province strengthen as soon as possible the regulatory framework to provide broader authority and oversight of the electricity industry by the EUB that is more normal and more aligned with other jurisdictions. To ensure greater EUB independence, more transparency and fairness for customers the EUB should have a legislated statement of purpose to ensure that electricity needs of customers are satisfied while promoting sustainable development as well as individual and collective equity. It should have the authority to:

- review and approve rates on application of interested parties;
- review and approve rates of all transmission and distribution utilities;
- order utilities to pay the cost of parties who participate in EUB proceedings if participation is found to be useful;
- review the purchase, construction and disposal of transmission and distribution capital projects;
- examine customer complaints;
- require all electricity distribution utilities to invest in all economic energy efficiency prior to acquiring new electricity supply; economics would be determined by standard electricity industry resource cost tests;
- examine energy efficiency program plans and determine the amount that each utility must allocate to energy efficiency programs;
- examine supply plans for electricity in excess of the HPS;
- ensure that regulatory requirements for renewable energy are respected; and
- make final decisions independent of oversight by the government.

Legislative Compliance

A review by the Department of Environment concluded that implementation of the Proposal would not affect the authority of the province to protect the environment. All environmental laws would continue to apply for new project approvals and operational approvals.

The Panel concluded that the new companies established through the implementation of the Proposal would have to comply with all environmental laws as NB Power or any other company operating in the province does today.

Ownership

There has been considerable concern expressed over the potential loss of New Brunswick's sovereignty in a range of areas resulting from the sale of NB Power generation assets to Hydro-Québec. Most of these concerns have related to the original Proposal. The amended Proposal would involve the sale of only the non-fossil fuel generation assets.

Independent ownership and the location of owners of electric utilities outside a jurisdiction are common in the industry throughout North America. For example, utilities in Nova Scotia, Prince Edward Island and Newfoundland and Labrador are privately owned with shareholders located in and beyond those jurisdictions. Most U.S. utilities are shareholder owned corporations operating in multiple states, all subject to local regulation. Such ownership does not appear to materially affect the authority of the government of the jurisdiction to establish energy policies, environmental protection requirements, land use guidance and other natural resource policies. For example, the authority to expropriate land would not be provided to the new generation company owned by Hydro-Québec as it is to NB Power. Further to this, there are several independent generation facilities throughout New Brunswick today amounting to 504 MW of capacity in 2009 and soon to grow to about 800 MW with new wind farms coming on line.

The Panel concluded that ownership of generation assets by Hydro-Québec should not affect New Brunswick's authority to set policy and regulations any more than other independently owned hydro and other electricity generation facilities in the province.

7. ECONOMIC COSTS AND BENEFITS

Broader development perspective

In the review of the Proposal it became evident to the Panel that, while the Proposal has potentially far reaching impacts on the New Brunswick economy, it has not yet been positioned within a broader economic development strategy for the province. Until such a strategy is developed, which would ideally be combined with an integrated energy policy, the Proposal has a narrow perspective relating only to lower electricity rates. If such a strategy is not developed, the benefits of the HPS would not be fully realized.

The transaction must set the stage for a strategic direction to attract new industry and business to New Brunswick which focus on providing new and innovative energy efficient processes and technologies. Such a strategy would extend well beyond electricity prices alone. Many natural resource based industrial facilities have closed in Québec in recent times. Considering Québec's low electricity rates this would indicate that electricity price is not the only economic driver for success in industry.

The Panel concluded that the Proposal, while beneficial to the financial security of the province, is not a substitute for a strategic policy vision integrating energy policy, economic development and capturing the human and institutional resources unique to New Brunswick.

Balance of Benefits

A supply of lower cost and cleaner hydro generated electricity to New Brunswick would result in substantial savings to homeowners, businesses and industry as compared to the continued operation of fossil-fuelled power plants. The difference in the cost of importing electricity from Québec and in-province generation would be sufficient to reduce electricity prices in New Brunswick while Hydro-Québec could make a positive return on the facilities it purchases from NB Power and on the firm block of power in the HPS.

In addition to its lower cost hydro power supply compared to other generation, there are synergies between Hydro-Québec's power generation structure and that of New Brunswick. Hydro-Québec can store energy behind their power dams for as long as 3 years. New Brunswick has virtually no storage. The St. John River hydro system is referred to as "run-of-river" whereby the water storage time in the reservoirs is only hours. Hydro-Québec would be able to schedule operations of New Brunswick's generation to better utilize the timing of production and achieve efficiencies and cost reduction. Hydro-Québec can achieve these benefits from the facilities while NB Power would not be able to on its own.

The environmental benefits to New Brunswick, as discussed earlier are substantial and weigh in favour of the province. Decommissioning of fossil-fuelled power plants has to be done in either case.

The panel considered the issue of the permanent nature of the Proposal. While there would be value to the Heritage Pool Supply with the rate guarantee in perpetuity, there would also be risks. New technology might lead to lower cost electricity supply at some time in the future. Meanwhile, to open the HPS to review at some predetermined point there would be the risk that the rate would increase. The Proposal includes some future opportunities to address the HPS in perpetuity. One is aggressive investment in energy efficiency to reduce electricity demand. Another opportunity that would be available to large industry and municipal utilities (wholesale customers) would be to opt out of standard service should they find alternative lower cost electricity supply.

The Panel concluded that the benefits to New Brunswick of rate savings over the short and long term, reduced environmental impacts from fossil-fuelled generation, the transfer of significant risk on generation facilities to Hydro-Québec, the mitigation of financial risk related to current and future debt and the positioning of the province toward a greener economy all would contribute to real and positive value to New Brunswick over business as usual. Hydro-Québec would benefit from a market for its electricity at a firm price over the long term and would be able to achieve operational efficiencies and savings by coupling its generation to the New Brunswick facilities.

Jobs Created and Lost

The closure of the fossil-fuelled power plants, particularly Grand Lake and Dalhousie in the near term, will result in lower labour needs and reduced contract procurement and service requirements.

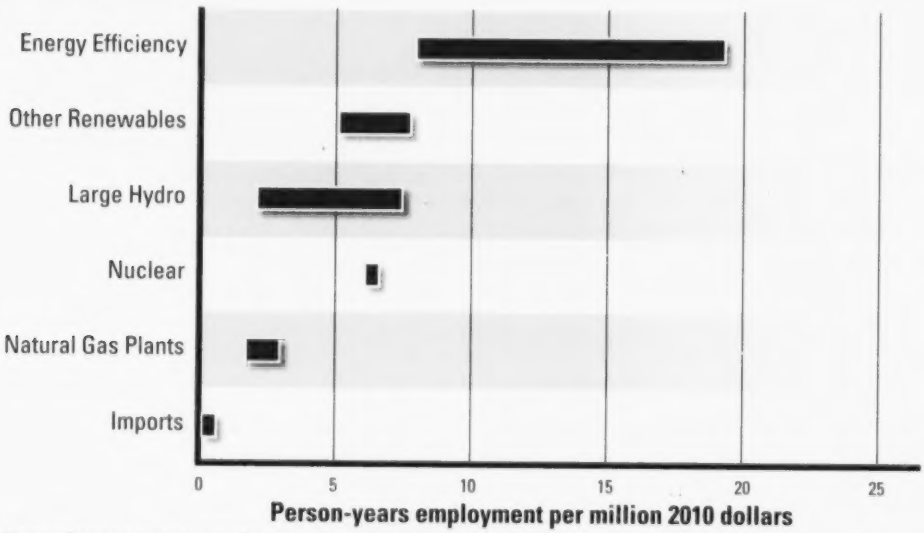
The jobs associated with those facilities might be expected to be offset by some increased or retained manufacturing as a result of lower electricity rates. However, there does not appear to be analysis available that forecasts the direct economic impacts in terms of business development and job creation.

A compensating development would be the expansion of energy efficiency investment with its labour intensiveness. Energy efficiency would both reduce the need for importation of electricity and create substantial employment. The chart in Figure 5 illustrates the comparative job creation associated with investment in various energy projects. Energy efficiency is far more labour intensive. For example, a $50 million investment would create from 400 to 1000 person years of employment.

Similarly, new technologies and innovation in electricity production, delivery and use including the likes of heat pumps, solar energy and "smart grid" technologies should be supported in the transaction agreements and new regulatory framework. The development of wind power might be better facilitated with the natural compatibility of hydro with storage capacity and the variable nature of wind generation. Such development objectives should be tempered with an assessment of the net economic benefits to the province including job creation and business development.

The Panel concluded that a singular focus on low prices is too narrow in scope. The Panel recommends that, as part of a broader economic development perspective, energy efficiency and new energy technologies be embraced as strategic priorities for the province. In order to position the Province to be competitive, electricity agreements and the regulatory framework must support such development. These initiatives would help to offset job losses associated with the power plant closures and stimulate new business development.

Figure 5: Jobs Created Per $Million Investment



Notes: Ranges include results from 12 studies conducted between 1991 and 2009. Value for imports is assumed to be near-zero.

Source: Independent Analysis Prepared for Efficiency NB

8. FUTURE OPPORTUNITIES

At a time when there is a significant focus on the electricity market and the regulatory framework in New Brunswick, the province should consider the developing trends in new technology and markets in the industry. Significant technological advancement is occurring in how electricity is produced, transported and used. Innovation in energy technologies and market structures will continue to advance.

The Proposal appears to focus solely on the price of electricity, but the resulting changes in market conditions and the regulatory framework have much broader provincial development implications. For example, New Brunswick has substantial opportunity for improving efficiencies in the use of energy and the adoption of new and innovative technologies like "smart grid", distributed generation and renewable energy development. The province needs to foster these innovations to remain competitive and engage in the "green economy".

The Panel recommends that the province ensure that all opportunities for innovation in electricity production, transportation and use are supported by the regulatory framework and market conditions resulting from implementing the Proposal. New technologies such as "smart grid", in which more efficient management of electricity production, delivery and use are achieved, need to be fostered. Barriers to these developments should not be raised as a consequence of the Proposal.

Long Term Energy Strategy

While the government has pursued an agenda to expand exports of energy to U.S. Northeast markets, the proposal offers a platform for the development of an energy strategy with supporting policies which the Panel believes is necessary.

The Panel concluded that there is need for a long term integrated energy strategy with supporting policies. Right now, the Proposal on electricity is a stand-alone initiative and not part of an overall strategy for the province. Many questions remain on the approach of the province to capture opportunities in the energy sector in areas such as energy efficiency, renewable energy and research and development.

New Brunswick has an opportunity through integration of generation resources and enhancement of its open access transmission system to improve the air shed of the Northeastern United States and Canada. Some of the dirtiest older plants within the United States are located in the Ohio Valley and the U.S. East Coast. As U.S. and Canadian air-quality regulation and climate change response progress, these plants will become less economic, particularly in the face of new, large scale renewable energy.

New Brunswick would have an opportunity to capitalize on long-term renewable resources, protecting the market from the future cost of carbon energy, while developing expertise in energy efficiency and smart grid technology. The entire Northeast region struggles to site renewables on a cost-effective basis, and will be looking for more imports from Canada's significant supply.

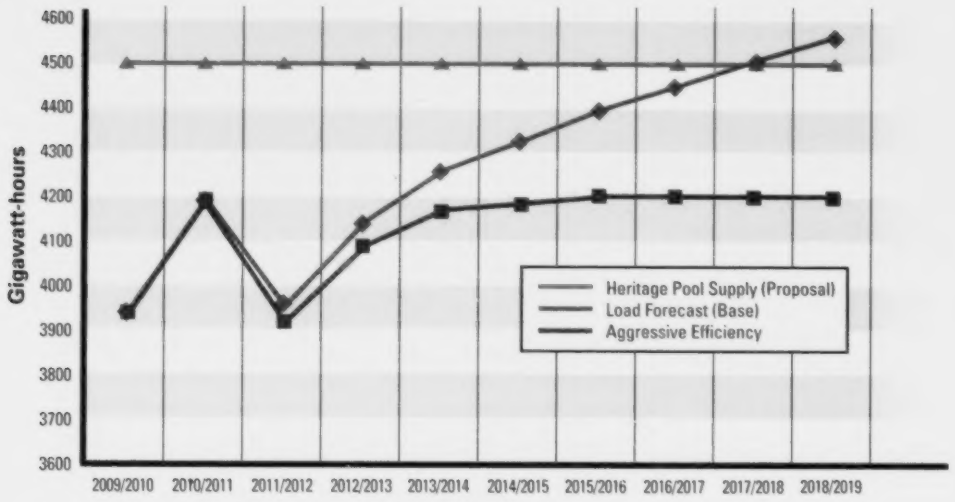
Energy Efficiency

Studies in New Brunswick and other jurisdictions along with recent experience of Efficiency NB indicate that there is a large potential for energy efficiency improvement in the province. A much expanded energy efficiency industry is possible. In the electricity market the estimated cost of energy efficiency programs for New Brunswick would range from 4.5 to 4.7 cents per kilowatt-hour, well below the cost of supplying electricity.

With promotion and strategic incentives along with supporting regulatory measures, substantial investments in energy efficiency would result. Such investments have large benefits in energy cost savings to citizens and business, increased competitiveness of industry and local job creation in design and construction. Environmental benefits in avoided air emissions are also substantial and form an important component of New Brunswick's Climate Change Action Plan.

In the context of the Proposal, there would be a strong motivation for New Brunswick to keep electricity demand within the HPS and the preferred electricity price. This would be a challenge as lower prices would tend to increase demand. Projections of growth in demand indicate that the HPS would be exceeded in the near term, sooner if industry grows as is hoped. The chart that follows (Figure 6) is an illustration of the relative impact aggressive energy efficiency could have on industrial electricity demand.

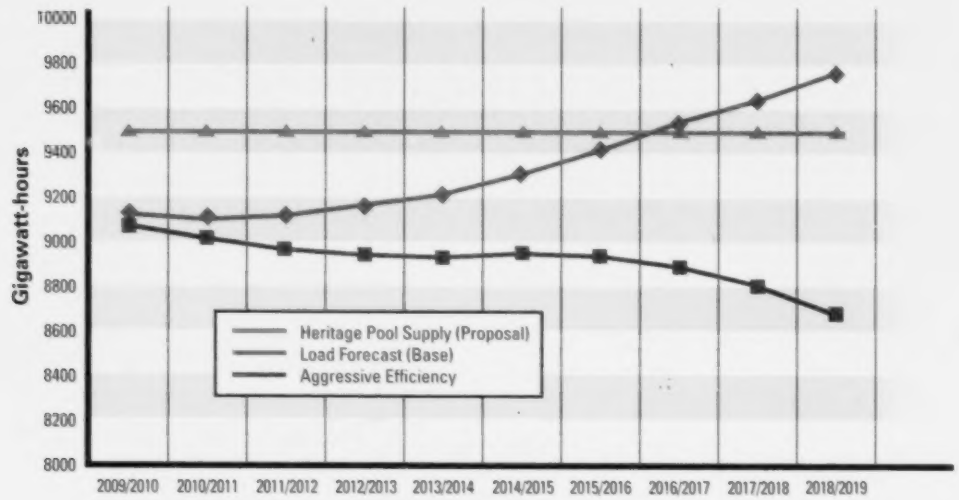
Figure 6: Effect of Energy Efficiency Investment on Industrial Demand



Source: Independent Analysis Prepared for Efficiency NB

The electricity demand in the residential, commercial and wholesale (RCW) markets could be affected similarly by aggressive energy efficiency.

Figure 7: Effect of Energy Efficiency Investment on Residential, Commercial and Wholesale Demand



Source: Independent Analysis Prepared for Efficiency NB

The mandate of Efficiency NB is to promote energy efficiency involving all fuels including oil, wood and electricity. In the short time of its existence, Efficiency NB has become recognized as a leader in Canada in its program design and delivery. However, its resources are limited to provincial government budget allocations and would be insufficient to keep electricity demand within the HPS threshold. The program funding needed to achieve the energy efficiency potential illustrated above and flatten the growth in electricity demand is in the range of $690 million between 2010 and 2019. This investment would leverage in excess of $3 billion in economic investment, creating over 30,000 person years of employment in the province.

The electricity market circumstances relative to the HPS in the Proposal would be similar to the circumstances in Québec. Electricity demand beyond their HPS reserve is provided at a higher price. Therefore, Hydro-Québec Distribution attempts to keep electricity demand within the HPS to reduce supply costs to all customers through substantial and strategic investments in energy efficiency. Hydro-Québec must have energy efficiency targets, program plans and budgets approved by the utility regulator (the Régie). The targets are aggressive, but in 2008, Hydro-Québec surpassed its energy efficiency targets for the fifth year in a row.

The following table shows the expenditures on electricity efficiency by utilities in other provinces. For example, Nova Scotia Power indicates that by 2018, investing in efficiency would save 2.3 TWh of electricity per year, eliminating the need to build a new 400-megawatt power plant. They are expected to spend from 2 to 5 percent of utility revenues on energy efficiency programs over the next 10 years.

The Panel concluded that energy efficiency is one of the most important energy development opportunities available to New Brunswick and that implementation of the Proposal should foster its expansion to reduce the need for additional electricity supply beyond the HPS.

The Panel recommends that the Province require by regulation, in the new regulatory framework, greatly expanded investment by all electricity distribution utilities in energy efficiency and demand side management (DSM) in partnership with Efficiency NB. The regulatory framework should require the electricity distributors to fund all cost effective energy efficiency and DSM within their cost of service while retaining the benefits for New Brunswick consumers, such as ease of program access and expert advice, through Efficiency NB as the program delivery agent for all future energy efficiency and demand side management programs.

The regulatory framework should require the EUB to set aggressive energy efficiency targets, program plans and budgets that must be met by all electricity distributors in New Brunswick to keep electricity demand within the Heritage Pool Supply. Distributors should be allowed to amortize efficiency expenditures to mitigate early year rate effects. The targets, program plans and budgets should be developed from proposals prepared by the electricity distributors on a rolling 3 year basis.

Innovation; Investment

There are exciting new developments in the electricity sector, new and innovative technologies like "smart grid", distributed generation and renewable energy development. Fostering these innovations would help the electricity sector advance and contribute to the "green economy".

Figure 8: Comparative Energy Efficiency Budgets and Projected Savings in Provinces

	Nova Scotia	Quebec	Manitoba	B.C.
Energy Efficiency Budgets (% of electric utility revenue)	2% in 2010	3% in 2010	3% in 2007	5% in 2010
Energy Savings (% of annual load on average)	2.0% over 10 years	0.6% over 8 years	0.5% over 10 years	0.8% over 12 years

Source: Independent Analysis Prepared for Efficiency NB

CONCLUDING STATEMENTS

"Smart grid" is a term being applied to new information systems and control technologies applied in electricity transmission and distribution systems to improve the effectiveness and efficiency of moving electricity to customers. In distribution, there are opportunities to use more advanced metering technology coupled with the distribution system that can better match up customer electricity loads with the availability of power supply. This is especially important for wind power with its variable availability. There are technologies that benefit the electricity system and the customers.

The Panel recommends that the Province fully support new technology and innovation as strategic priorities for the energy sector and that they be reflected in energy agreements, the regulatory framework and any future economic development strategy and energy policy. The policy and regulatory framework must provide the mechanisms and the investment needed for developing and adopting new innovations and "system improvements" in the electricity industry in the province.

The Panel concluded that, based on the information available up to January 26, 2010, the benefits to New Brunswick of rate savings over the short and long term, reduced environmental impacts from fossil-fuelled generation, the transfer of significant risk on generation facilities to Hydro-Québec, the mitigation of financial risk related to current and future debt and the positioning of the province toward a greener economy, all contribute to real and positive value to New Brunswick over business as usual.

GLOSSARY OF TERMS

Capacity; Power: The maximum electrical power that a generating unit can supply, a transmission line can carry or the demand of an electricity consumer or group of customers, usually expressed in megawatts (MW).

Capacity factor: The percentage of time a generating station is available for production.

Carbon cost: The cost for a power plant to be compliant with greenhouse gas (GHG) regulations by either reducing emissions or purchasing GHG permits.

Carbon price: The price is the cost for a plant to reduce GHG emissions or the purchase price of permits to emit GHG's under a cap-and-trade regulatory program, measured in $/tonne of carbon dioxide equivalent.

Demand Side Management (DSM): Energy efficiency that is specific to electricity; managing both the electricity use and peak demand of customers usually in a partnership between the utility and customer where both invest funds and both achieve savings.

Electricity Commodity Price: the price for electricity without the transmission and distribution costs included; essentially the price of electricity supplied by a generator.

Energy: In the case of electricity, the amount produced by a power plant over time or the amount used by customers, expressed in:

Kilowatt-hour (kWh): The basic unit of electric energy equal to one kilowatt of power supplied to or taken from an electric circuit steadily for one hour

Megawatt-hour (MWh): 1000 kilowatt-hours

Gigawatt-hour (GWh): one million kilowatt-hours

Terawatt-hour (TWh): one billion kilowatt-hours; e.g. the total NB electricity consumption is just below 14 TWh per year.

Fossil fuels: Oil, coal, natural gas

Power Purchase Agreements (PPA): Contracts between two parties for the supply of electricity.

Tolling agreement: Where a processor (power plant owner) agrees with an owner of raw materials (fuel) to process the raw material for a specified fee (toll) into a product to be delivered to the product owner. The raw material and the product remain the property of the provider of the raw material. The processor's toll typically includes all expenses to own and operate the plant although other cost sharing arrangements can be included in the agreement.

APPENDICES

A. Presenters to the Panel

B. Terms of Reference of the Advisory Panel

C. Rate Comparison Charts

D. Assumptions for Assessment of Rate Impacts by NERA Economic Consulting

APPENDIX A: PRESENTERS TO THE PANEL (AS OF JANUARY 26, 2010)

Meeting Dates	Presenters	Organization	Purpose of Meeting
December 3-4, 2009	Doug Tyler	Executive Council Office (ECO), Government of New Brunswick	Briefing on the Proposal
	Eugene Meehan Glenn McIsaac	NERA	Assessment of the Proposal rate impacts
	Brian Levitt Terry Burgoyne	Osler	Legal perspective of the Proposal
	Stanley Hartt Michael Bernstein Paul Bradley Chin-yen Chén	Macquarie Capital Markets Canada	Fairness opinion on the transaction
December 11, 2009	Claire LePage Neil Jacobsen Brian Pelkey Shelley Rinehart	Department of Energy	New Brunswick's energy strategy
	Ray Gorman Doug Goss Cyril Johnston	EUB	Role of the EUB
	Maurice Robichaud	Communications New Brunswick	Received the Panel's opinion on how its report was to be released
December 21-23, 2009	Doug Tyler	ECO	Updates on negotiations and clarifications of Proposal provisions and implications
	Brian Levitt	Osler	
	Thierry Vandal Marie-José Nadeau	Hydro-Québec	Hydro-Québec side of the transaction
	Sharon MacFarlane Lori Clark Anne Morton	NB Power	NB Power finances
	Diane Kent-Gillis Dean Mundee Mark Glynn Paul Vanderlaan	Department of Environment	Environmental impacts of the Proposal
	Daniel Thériault	Public Intervener (EUB hearings)	Current regulatory process
	Francis McGuire	Chair, NB Power Board of Directors	NB Power Board's perspectives
	Lesley Rogers	Efficiency NB	Current and envisioned efficiency strategies and programs
January 5-6, 2010	Mike Ferguson	Auditor General	NB Power finances
	David Alward Paul Robichaud Jeannot Volpé Bruce Fitch Gilberte Michaud Dallas McCready	Official Opposition	Opposition's understanding of and position on the Proposal
	Lesley Rogers	Efficiency NB	Current and envisioned efficiency strategies and programs

Meeting Dates	Presenters	Organization	Purpose of Meeting
January 12-13, 2010	Doug Tyler	ECO	Update on negotiations and further clarifications on Proposal
	Brian Levitt	Osler	
	Bill Lévesque Jeff Trail Peter Thibodeau	Business New Brunswick	Economic impacts of Proposal
	Sylvain Gignac	NB System Operator (NBSO)	Overview of Transmission system and role of NBSO
	Francis McGuire	Chair, NB Power Board of Directors	NB Power perspectives
	Darrell Bishop	Former Executive Vice President, Strategic Planning.	
	Bill Whalen	Hawk – Marketing Services	Planning report release, communications and speaking engagements
	Michael Bernstein Paul Bradley Chin-yen Chen	Macquarie Capital Markets Canada	Updated fairness opinion
	Mark Wayland	Deloitte & Touche LLP	
	Eugene (Gene) Meehan Glenn McIsaac	NERA	Update on rate assessments
	Premier Shawn Graham	NB Department of Energy	New Brunswick Government perspectives on transaction
	Jack Keir, Minister		
January 15, 2010 (conference call)	Elizabeth Beale	APEC	Economic impacts of Proposal
	Fred Bergmann		
January 25-26, 2010	Doug Tyler	ECO	Update on negotiations and clarifications of Proposal
	Brian Levitt	Osler	
	Eugene (Gene) Meehan	NERA	Sensitivity of assumptions on rate projections
	Glenn McIsaac		
	Sylvain Gignac	NBSO	Transmission system and inter- connections
	Yves Gagnon	KC Irving Chair in Sustainable Development (Université de Moncton)	Discussion of energy strategy alternatives
	Bill Whalen Susan Jones	Hawk – Marketing Services	Planning report production and communications
	Leonard Lee-White Catherine Mosher	Department of Finance	NB Power and government finances

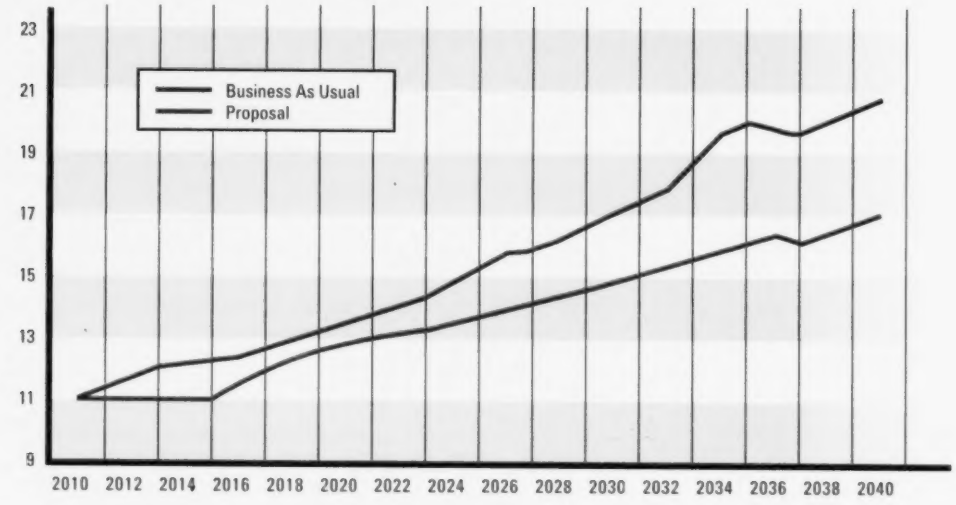
APPENDIX B: TERMS OF REFERENCE

Advisory Panel Examining the Proposed New Brunswick / Québec Electricity Transaction

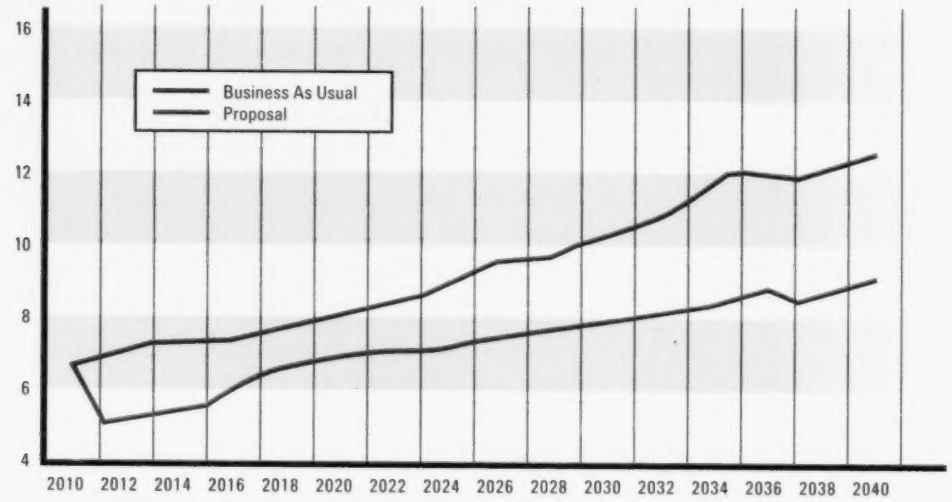
1. The advisory panel will provide independent advice to the premier as to whether the proposed commercial transaction is in the best interests of New Brunswick. In addition to such other matters as the panel may deem relevant, it will compare the benefits and risks of continuing to own and operate NB Power with those of selling it to Hydro-Québec.
2. The panel will address the following concerns that have been raised by New Brunswickers:
   a. Does this transaction make financial sense?
   b. After the five-year freeze on residential rates expires in 2015, what are long-term residential rates expected to be compared to what NB Power would charge?
   c. How does this transaction impact New Brunswick's ability to establish its own energy policy, control future transmission development, and set environmental goals?
   d. What are the short- and long-term risks (and avoided risks) of the proposed transaction compared to what they would be if NB Power were retained as a Crown corporation? Among the risks to be considered are those associated with environmental and climate change, future legislative compliance, fuel cost escalation, inflation, decommissioning of fossil and nuclear plants, interest rates, capital expenditures, etc.
   e. What are the economic benefits to New Brunswick? What are the economic costs?
3. The panel will commence its work by being fully briefed on the background to the Proposal and its terms, and it will be kept apprised of developments as the Proposal is converted into more definitive agreements and draft legislation.
4. In order to complete its work in an expeditious and thorough manner, the panel will have access to all available information it requires as well as to the frank opinions of all those involved in the proposed transaction.
5. The panel will submit its report by mid-January 2010 to the premier, who in turn will table the report in the legislature.
6. The panel will be supported by a secretariat with resources appropriate to the task.

APPENDIX C: RATE COMPARISON CHARTS

Residential Average Rates (cents/KWh)



*Large Industrial Average Rates (cents/kWh)**



**Energy-weighted average of all large industrial customers*

APPENDIX D: ASSUMPTIONS FOR ASSESSMENT OF RATE IMPACTS BY NERA ECONOMIC CONSULTING

- **General inflation**
  - o September 2009 Conference Board forecast of New Brunswick (CPI)
  - o 2.6% in 2010, 2.4% in 2011, 2.2% in 2012, and average 1.8% from 2013 to 2040
- **Load growth**
  - o Provided by NB Power for 2010-2020
- **Fuel and purchased power**
  - o Based on NB Power forecasts for 2011 and 2012, including the New York Mercantile Exchange (NYMEX) gas price of $7.30/MMBtu (million British thermal units) in 2012, and capacity factors of 94.9% for Point Lepreau and 96.9% for Belledune
  - o Beyond 2012, we assume:
    - 89.5% capacity factor for Belledune throughout the forecast
    - 91% capacity factor for Point Lepreau through 2023, followed by a decline consistent with projections provided by NB Power
    - 1% real escalation in non-nuclear fuel and purchased power costs (consistent with escalation in NB Power's existing Power Purchase Agreements (PPA), forward prices, and forecasts by the U.S. Department of Energy)
- **Off system sales revenues**
  - o Based on NB Power forecasts for 2012 escalated at inflation (no real escalation)
  - o No real escalation assumes market for opportunity sales impacted as adjoining regions add renewable resources, reducing the costs of plants operating at the margin
- **Operations, maintenance, and administration costs**
  - o Based on NB power forecasts for 2011 and 2012, increasing at inflation with no real escalation
  - o Since electricity sales are growing, this results in declining real costs per MWh and implied productivity gains for T&D expenses
- **Major capital additions**
  - o $2.3 billion (2009$) to refurbish Mactaquac by 2030, $275 million for Belledune by 2033, and $1.6 billion (including replacement power costs) for Point Lepreau by 2035
  - o Assume fossil assets remain available throughout the forecast period and expiring PPAs replaced with no increase in costs
- **Lepreau Deferral Account**
  - o Begins to be rolled into rates 5 years after start-up
- **Carbon cost**

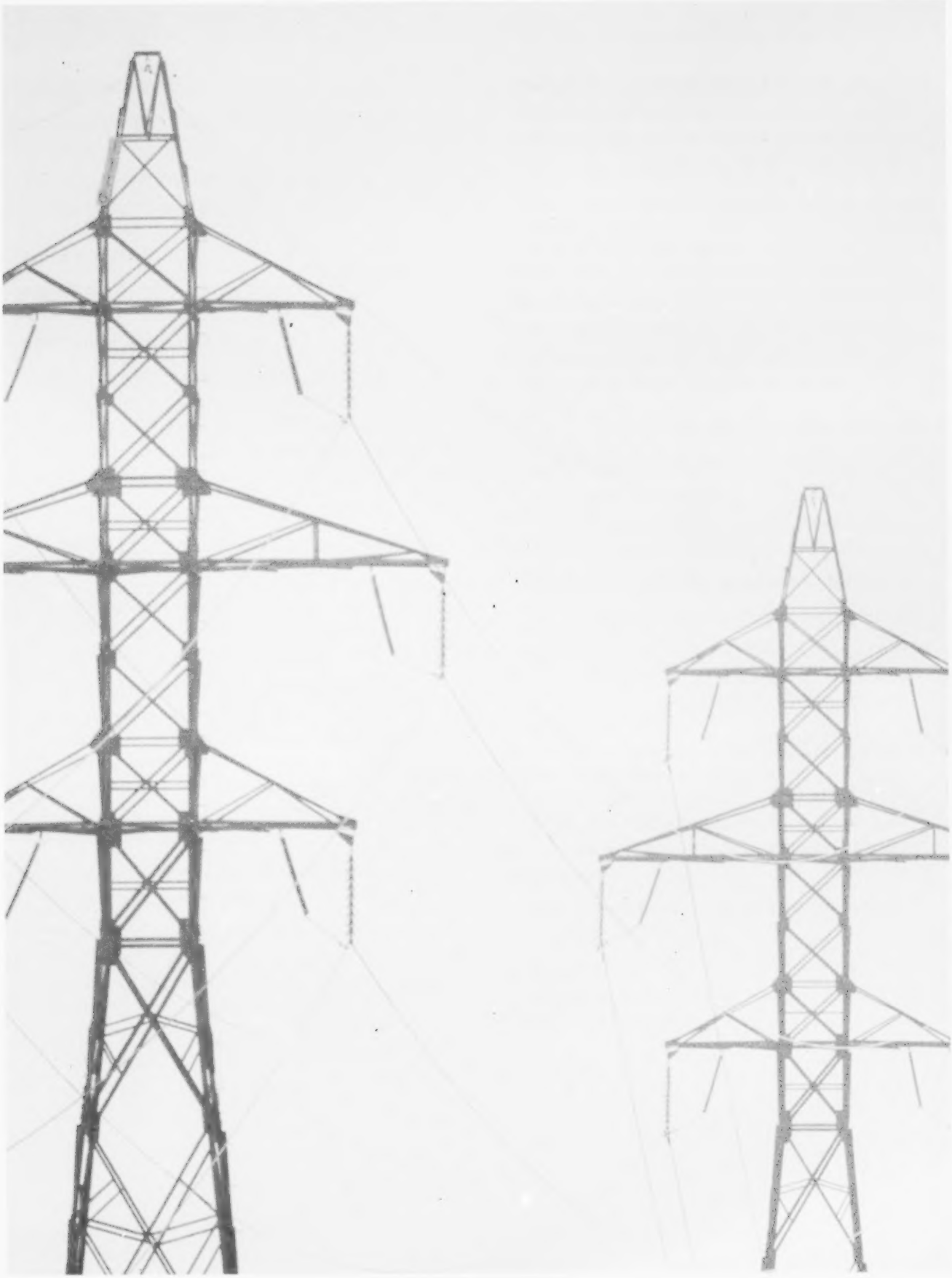
  Assume NB Power receives sufficient free GHG emissions allowances to cover the output of Belledune through its remaining original life and the limited output of the other fossil power plants
  - o After refurbishment and life extension in 2033, assume NB Power must purchase GHG emissions allowances for Belledune at $20/ton (2012$)
- **New supply**
  - o Assume new supply costs $85 per MWh in 2011, escalating at inflation
  - o Applies to new supply in stand-alone case and supply beyond the heritage pool volume provided under the Proposal

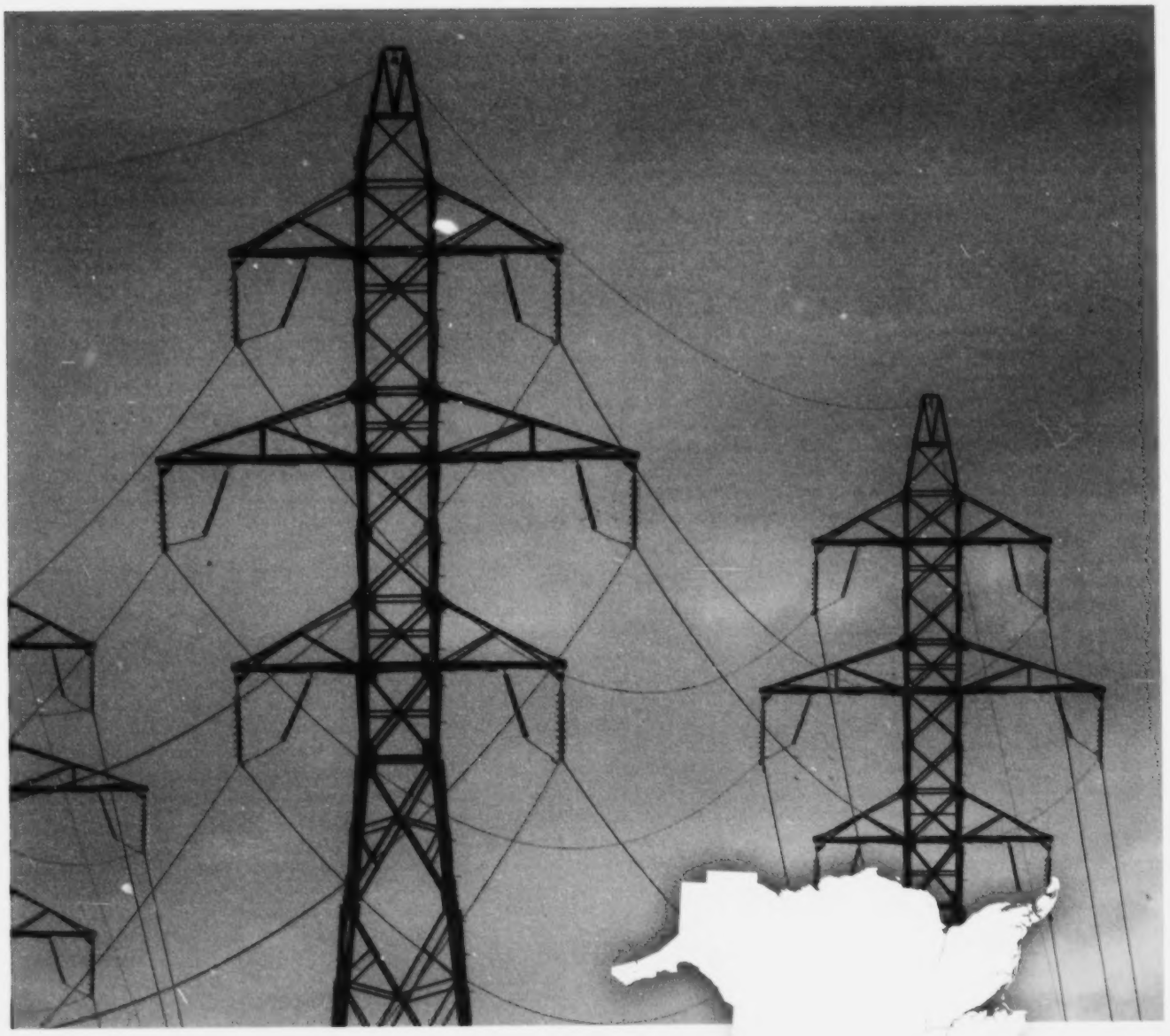
- Price is generally consistent with the all-in cost of energy from a new gas fired combined cycle plant and with the cost of recent wind power proposals received by NB Power

- **Ratemaking assumptions**
  - In stand-alone case, assume T&D rates based on 1.1x interest coverage with generation costs passed through without any profit
  - In Proposal case, NB Power subject to cost of service ratemaking by the EUB for T&D services and allowed to earn a return on equity for transmission

- **Financing costs and allowed returns**
  - Assume weighted average interest rate of 5.6% in stand-alone case
    - NB Power's forecast cost of long-term debt at March 31, 2010 of 5.3%
    - Short-term debt cost of 3.0% (15% of total debt)
    - 0.65% debt portfolio management fee
  - In the Proposal case, assume a weighted average cost of capital consistent with a regulated capital structure and return for NB Power

- **Discount rate and terminal value methodology**
  - 6% discount rate
  - Terminal value assumes savings remain constant beyond 2040 and valued as a perpetuity with no growth

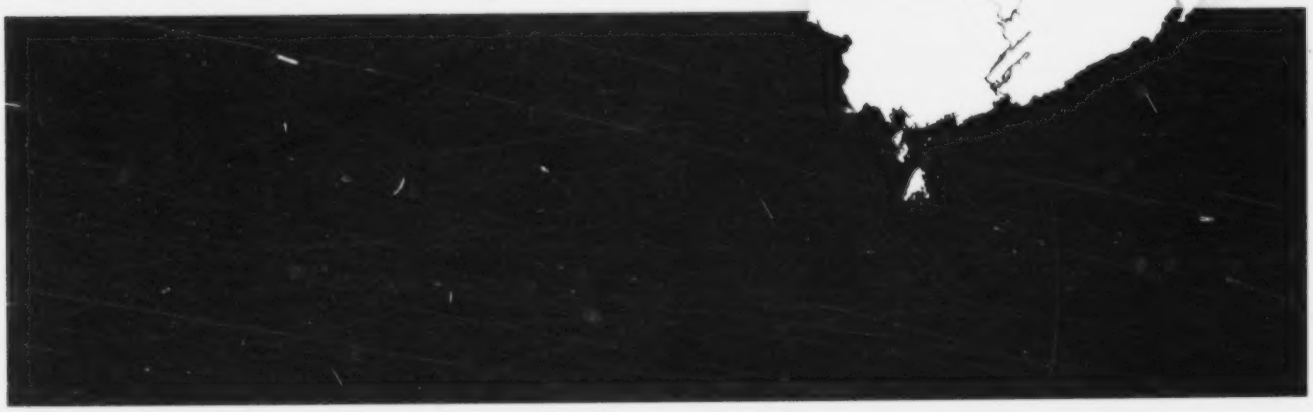




Rapport du Comité consultatif sur la transaction en matière d'électricité proposée entre le Nouveau-Brunswick et le Québec

Le 1 février 2010

Président – David A. Ganong



Contenu

Résumé 5

Le Comité consultatif 7

Introduction 8

Situation actuelle 10

Proposition 14

Opinion financière 16

Impacts environnementaux 19

Souveraineté et réglementation 20

Coûts et avantages économiques 22

Futures opportunités 24

Conclusions générales 27

Glossaire des termes 28

Annexes 29

RÉSUMÉ

Le 29 octobre 2009, les gouvernements du Nouveau-Brunswick et du Québec ont annoncé une proposition d'entente dans laquelle Hydro-Québec ferait l'acquisition des actifs d'Énergie NB et garantirait l'alimentation de la province à un prix préalablement fixé.

À cause de la complexité de la proposition, le degré élevé d'incertitude et du questionnement grandissant du public, un Comité consultatif indépendant a été mandaté le 20 novembre 2009 pour étudier cette proposition.

Le 20 janvier 2010, des changements à la Proposition ont été annoncés.

Ce rapport tient compte de l'entente qui a été présentée au Comité jusqu'au 26 janvier 2010 et qui est appelée la « Proposition » dans ce rapport.

Le Comité composé de six personnes a été mandaté par le gouvernement du Nouveau-Brunswick pour lui fournir un avis à savoir si la Proposition est dans le meilleur intérêt des Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises. Le mandat du Comité était de comparer les bénéfices à court et long terme et les risques que comporte l'entente pour le statu quo.

Le Comité consultatif sur la Proposition d'entente énergétique Nouveau-Brunswick-Québec est composé d'individus du Nouveau-Brunswick qui ont un large spectre d'expériences différentes. Le Comité s'est réuni pendant 12 jours avec les personnes principales et a examiné de façon indépendante et objective toute l'information qui était disponible. Les membres du Comité n'ont reçu aucune rémunération pour leur temps. Pour les aider dans leur évaluation, le Comité a fait appel à l'avis d'experts indépendants.

La Proposition

La Proposition envisage la vente par Énergie NB des centrales hydroélectriques, de deux centrales d'appoint au diesel et de la centrale nucléaire de Point Lepreau lorsque sa remise en état sera complétée. La Proposition envisage aussi une garantie de fourniture d'électricité de 14 térawattheures par année par Hydro-Québec à un tarif moyen pondéré de 7,35 sous par kilowattheure qui sera appelé l'alimentation du bassin patrimonial (ABP). Ce tarif sera maintenu pendant 5 ans pour ensuite être ajusté selon l'indice des prix à la consommation du Nouveau-Brunswick (IPC) à perpétuité. Hydro-Québec paiera au Nouveau-Brunswick la somme de 3,2 milliards de dollars pour les actifs qui seront transférés dont une partie serait payée après que la centrale de Lepreau serait remise en état.

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick garderait la propriété des centrales à combustion fossile, des actifs de transmission d'Énergie NB, des actifs de distribution d'Énergie NB et des ventes à la clientèle. L'électricité produite par les centrales à combustion fossile serait vendue exclusivement à Hydro-Québec et le coût serait couvert par Hydro-Québec dans son obligation de fournir la garantie d'alimentation électrique (GAÉ) au prix de l'ABP. L'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB) continuerait d'être une agence indépendante et l'accès ouvert à la transmission serait maintenu.

Contexte

Le Comité reconnaît les circonstances qui ont mené à la Proposition. Énergie NB fait face à de sérieux défis techniques et financiers particulièrement dans la production qui mènera inévitablement à des hausses de tarifs pendant plusieurs années à venir et à des risques qui s'ajouteront à ces tarifs et demanderont possiblement au gouvernement son soutien pour les bonifier.

- des tarifs fluctuants et croissants du carburant, tout particulièrement pour les centrales au mazout;
- des régulations des gaz à effet de serre;
- des coûts importants engendrés par le remplacement et la remise en état des centrales;
- des intérêts et des taux de change applicables au refinancement de la dette ou son augmentation pour le remplacement des centrales;
- des pannes temporaires des grandes centrales hydroélectriques;
- du démarrage, de l'opération et de mise hors service de la centrale nucléaire de Point Lepreau.

Quant à elle, Hydro-Québec possède un surplus d'énergie propre et fiable. Cette électricité est disponible grâce au plan d'aménagement d'un important barrage hydroélectrique et au déclin du marché du nord-est des États-Unis. En resserrant les liens entre les centrales hydroélectriques du Nouveau-Brunswick et le réseau électrique flexible d'Hydro-Québec, qui a une capacité de stockage à long terme, le système d'efficacité opérationnel qui en résulterait serait une opportunité unique pour obtenir de l'électricité à faible coût et pour diminuer les risques financiers du Nouveau-Brunswick tout en profitant à Hydro-Québec.

Conclusions

Si la Proposition est mise en place, le Comité conclut que ce serait une bonne affaire pour le Nouveau-Brunswick pour les raisons suivantes :

- Les tarifs d'électricité seraient inférieurs pour les clients du Nouveau-Brunswick à court et à long terme. Les tarifs des clients résidentiels, commerciaux et de gros projetés seraient de plus de 6 % inférieur pour les premiers 10 ans et 13 % inférieurs jusqu'en 2030. Les tarifs industriels projetés, quant à eux, seraient de 20 % inférieurs en moyenne pour les premiers 10 ans et 23 % inférieurs en 2030.
- Il y a suffisamment de risques futurs qui affecteraient les tarifs dans un court et moyen terme qui seraient réduits substantiellement.
- Le Comité accepte l'évaluation des experts retenus par le gouvernement et leur évaluation préliminaire quant au prix offert par Hydro-Québec en ce qu'il est un prix qui est juste et basé sur des méthodes comptables normalement reconnues dans l'industrie.
- La Proposition, tout en étant bénéfique pour la sécurité financière de la province, ne serait en aucun moment un substitut à une vision politique stratégique qui intégrerait les politiques énergétiques, de développement économique qui prendrait en considération les ressources humaines et institutionnelles uniques du Nouveau-Brunswick.
- Une portion substantielle de la dette d'Énergie NB serait assumée par Hydro-Québec et la nécessité d'une dette accumulée pour le remplacement et la remise en état des centrales serait évitée. Le reste de la dette pour la transmission et la distribution serait tributaire du cadre réglementaire et des tarifs des clients et de l'engagement du gouvernement.
- Hydro-Québec bénéficierait d'un marché pour son électricité à prix ferme à long terme et serait en mesure de réaliser des économies d'échelle en rapprochant sa production à celle des installations du Nouveau-Brunswick.
- Il y aurait une grande amélioration quant au respect de l'environnement par la réduction des polluants dans l'air et ailleurs et les risques de coûts élevés qui seront associés avec l'émission des gaz à effet de serre.
- Le Nouveau-Brunswick continuerait de contrôler et réglementer avec des politiques le secteur de l'énergie électrique et de permettre à des éléments de compétitivité d'opérer dans le marché.

Recommandations

De plus, le Comité recommande que :

- La province renforce son cadre réglementaire dès que possible pour permettre une plus grande autorité et une surveillance de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CÉSP) sans l'interférence du gouvernement dans ses décisions comme nous l'avons normalement vue dans d'autres juridictions.
- La province exige, par une réglementation, que le nouveau cadre réglementaire des investissements majeurs de ses services de distribution dans l'efficacité énergétique et de la maîtrise de la demande en énergie (MDÉ) avec des objectifs agressifs pour éviter d'avoir à acheter de l'électricité au-delà de l'alimentation du bassin patrimonial.
- Les coûts associés au compte de report de Lepreau s'appliquent aux tarifs de la première année de la Proposition plutôt que d'être reportés dans cinq ans.
- La province soutienne les nouvelles technologies et l'innovation pour améliorer le réseau électrique avec, par exemple, la technologie du « smart grid » pour en faire des priorités stratégiques pour le secteur de l'énergie et qu'ils se reflètent dans les ententes énergétiques, le cadre réglementaire et dans tout développement économique stratégique et dans les politiques énergétiques futurs.
- Alors que la Proposition est bénéfique pour la sécurité financière de la province et permet une plateforme de développement d'une vision stratégique politique, que le Comité croit nécessaire, et qu'elle doit intégrer les politiques énergétiques, de développement économique et saisir la nature particulière des ressources humaines et institutionnelles du Nouveau-Brunswick.

Le Comité conclut, sur la base de l'information mise à sa disposition jusqu'au 26 janvier 2010, que le Nouveau-Brunswick bénéficierait d'économies sur les tarifs à court et moyen terme, réduirait les impacts environnementaux de sa production à combustion fossile, transférerait des risques importants que posent ses centrales à Hydro-Québec, éviterait les risques financiers liés à la dette actuelle et future et positionnerait la province dans une économie plus verte et l'ensemble serait une valeur réelle et positive pour le Nouveau-Brunswick en comparaison avec le statu quo.

LE COMITE CONSULTATIF

David Ganong, (président du Comité) président de Ganong Bros. Limited, un manufacturier de St. Stephen qui compte 350 employés. Il a eu une longue carrière d'homme d'affaires au Nouveau-Brunswick et il a participé à de nombreuses commissions provinciales et nationales incluant Air Canada, la compagnie d'assurances Sun Life et la présidence de la compagnie d'assurances Clarica. Il est membre du Forum des leaders d'opinion sur les changements climatiques, a présidé le Conseil économique des provinces des maritimes, est directeur du Conseil canadien des chefs d'entreprises et président fondateur du Conseil des affaires du Nouveau-Brunswick. Il est aussi un membre de l'Ordre du Canada.

John McLaughlin, président émérite de l'Université du Nouveau-Brunswick de 2002 à 2009. Il a une formation universitaire en génie et en économie institutionnelle. Il a été un chef de file dans l'établissement de l'industrie de la géomatique en Amérique du Nord et a beaucoup travaillé sur la scène internationale, dans plus de 40 pays, avec la Banque mondiale, les Nations unies et plusieurs autres entreprises et organismes internationaux.

Elizabeth Weir, présidente et chef de la direction d'Efficacité NB. Depuis sa création en 2005, Efficacité NB est reconnue comme un leader pour ses programmes primés de services et d'efficacité énergétique. Avant cette nomination, a servi pendant 14 ans à l'Assemblée législative du Nouveau-Brunswick. Elle a été la première femme-chef de parti à être élue au Nouveau-Brunswick. Pour sa contribution significative dans le développement de politiques sociales, législatives et la promotion de la démocratie dans 11 pays, elle a reçu un doctorat honorifique de l'Université du Nouveau-Brunswick en 2005 et en 2008 elle recevait le grand prix humanitaire de l'année de la Croix rouge.

Allison McCain, président du conseil d'administration de McCain Foods Ltd. depuis novembre 2002. Il a plus de 30 ans d'expérience dans les affaires. Après avoir obtenu son diplôme d'ingénieur de l'UNB, il a travaillé pour NBTel pendant trois ans avant de se joindre à McCain Foods. Il a occupé différents postes chez McCain incluant un séjour de trois ans en Australie et 16 ans en Grande-Bretagne avant d'en devenir président. En 2004, il a été nommé président de la campagne de financement *Forging our Futures* qui a permis de recueillir plus de 100 millions de dollars pour l'Université du Nouveau-Brunswick. Il a été nommé gouverneur de la Galerie d'art Beaverbrook en 2004 et a accepté la présidence du conseil d'administration en 2008.

Louis LaPierre, professeur émérite en biologie de l'Université de Moncton et ancien détenteur de la chaire K.C. Irving pour le développement durable. Il a consacré les trois dernières décennies à collaborer avec divers groupes engagés dans la protection de l'environnement. Il a été membre du Comité national de la gestion des déchets fortement radioactifs, la présidence de la Commission d'examen public des impacts environnementaux du projet de construction et d'exploitation de nouveaux réacteurs nucléaires de la Bruce Power nommé par le Ministre fédéral de l'environnement et a présidé le développement stratégique de développement durable du Nouveau-Brunswick

Gilles Lepage a été président et chef de la direction du Mouvement des caisses populaires acadiennes de 1994 à 2004. Il a participé à plusieurs forums qui ont examiné le développement économique et la qualité de vie au Nouveau-Brunswick, y compris la commission McKelvey-Lévesque sur les coûts des soins de santé dans la province. Il a aussi été coprésident du Groupe de travail sur l'autosuffisance du gouvernement provincial.

Les conseillers du Comité

Robert B. Catell : Président du *Advanced Energy Research and Technology Center (AERTC)* de l'Université de New York à Stony Brook. Il a été président et chef de la direction de KeySpan Corporation de New York (faisant maintenant partie de National Grid). Dans ce rôle, Monsieur Catell a participé à plusieurs transactions entre des entreprises du secteur de l'énergie dans le nord-est des États-Unis.

David Manning Q.C., Directeur M.J. Bradley & Associates LLC de New York, une firme internationale de consultants en environnement, et un ancien Ministre de l'énergie de l'Alberta.

1. INTRODUCTION

Le 29 octobre 2009, le gouvernement du Nouveau-Brunswick et celui du Québec ont fait l'annonce d'une proposition par laquelle Hydro-Québec ferait l'acquisition de la plupart des actifs d'Énergie NB et garantirait l'approvisionnement de la province en électricité à tarifs prescrits.

Vu la complexité de la Proposition, le degré élevé d'incertitude ainsi que le grand nombre de questions adressées par le public, un Comité consultatif indépendant a été formé le 20 novembre 2009 pour étudier la Proposition.

Le 20 janvier 2010, on a annoncé que des changements ont été apportés à la Proposition.

Ce rapport concerne la Proposition modifiée telle qu'elle a été présentée au Comité jusqu'au 26 janvier 2010 que l'on appelle ici la « Proposition ».

La Proposition envisageait la vente à Hydro-Québec des seules centrales hydroélectriques, la centrale nucléaire de Lepreau et deux centrales d'appoint au diesel et demandait à Hydro-Québec de garantir une alimentation en électricité à prix prescrit. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick continuerait à détenir les centrales à combustion fossile, la centrale de Grand Manan, le réseau de transmission d'Énergie NB le réseau de distribution d'électricité NB et les ventes à la clientèle. L'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick demeurerait une agence indépendante.

Le gouvernement a nommé un Comité consultatif indépendant formé de six personnes pour offrir des conseils impartiaux à savoir si la Proposition avantagerait les Néo-Brunswickoises et Néo-Brunswickois. Son mandat était de comparer les bénéfices à court et long terme et les risques de continuer à posséder Énergie NB versus ceux de la Proposition.

Le Comité a étudié plusieurs éléments essentiels de la Proposition :

- les implications financières;
- les effets à long terme sur les tarifs d'électricité;
- le contrôle des politiques énergétiques du Nouveau-Brunswick;
- les impacts sur l'environnement;
- les risques à court et long terme et les risques évités,
- les bénéfices et les dépenses pour l'économie de la province.

Le Comité consultatif qui a examiné la Proposition d'entente énergétique Nouveau-Brunswick-Québec était un groupe indépendant formé de citoyens du Nouveau-Brunswick de différents horizons. Le Comité a passé 12 jours au cours des deux derniers mois à rencontrer des experts, à analyser les divers enjeux et à formuler leurs conclusions et leurs recommandations. Aucun membre du Comité n'a été rémunéré pour ses fonctions. Pour les aider dans leur évaluation, le Comité a fait appel à l'avis d'experts indépendants.

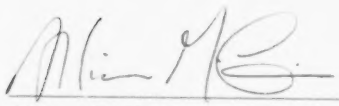
Lorsque la Proposition a été modifiée, le Comité s'est penché sur les nouvelles données mises en jeu lors des négociations. La plupart des éléments sont restés inchangés, mais certaines circonstances, ainsi qu'une partie des résultats envisagés ont été modifiés. Certains experts ont dû revenir plus d'une fois devant le Comité. La liste des gens étant passés devant le Comité est énumérée dans l'annexe A.

Il est important de noter que les conclusions et les recommandations du Comité sont le résultat d'un examen impartial de l'information disponible. Même si des représentants du gouvernement du Nouveau-Brunswick sont passés devant le Comité, le rapport n'a pas été préparé en consultation avec le gouvernement du Nouveau-Brunswick, le gouvernement du Québec, Hydro-Québec ou Énergie NB. Le Comité a tiré ses propres conclusions et recommandations sur la base des informations disponibles.

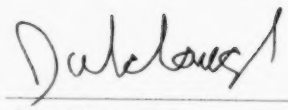
Les membres du Comité se sont sentis adéquatement informés et apportent des conclusions et des recommandations en s'appuyant sur leurs expériences professionnelles collectives.

Le Comité était dans l'optique toutefois que l'implication active d'Énergie NB et des autres serait nécessaire pour compléter la transaction.

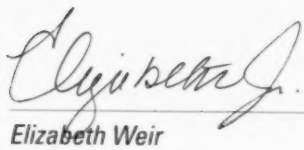
Ce rapport est respectueusement présenté par le Comité consultatif au Premier Ministre du Nouveau-Brunswick.



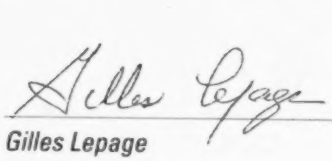
Allison McCain



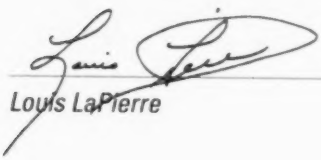
John McLaughlin



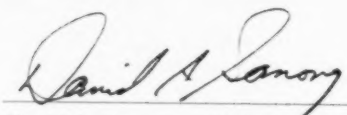
Elizabeth Weir



Gilles Lepage



Louis LaPierre



David A. Ganong, Président

Le secteur de l'électricité du Nouveau-Brunswick

Le nouvel acte sur l'électricité du Nouveau-Brunswick en 2004 a segmenté l'industrie électrique en quatre, la faisant passer d'industrie de monopole traditionnel à une industrie de marché de gros et de production d'électricité indépendante. Les segments de l'industrie vont comme suit :

- Alimentation – production d'électricité par Énergie NB et des producteurs indépendants;
- Transmission d'énergie – construction et entretien des lignes haute tension encore détenues par Énergie NB;
- Distribution et service à la clientèle – alimentation locale et vente au détail par trois services de distribution municipaux et par Distribution Énergie NB dans le reste de la province.
- Système d'opération (ERNB) – agence indépendante responsable du système d'opération et de transmission, sa fiabilité, son accès, les règles d'accès, et des coûts associés à l'expédition de l'électricité vers le système (tarif de transmission). Ceci favorise un marché de l'électricité ouvert et juste.

La société Énergie NB a aussi été restructurée en trois sections de manière à respecter la nouvelle structure d'industrie et permettre à des générateurs indépendants de se faire concurrence dans le marché de gros.

Le rôle de la Commission de l'énergie et des services publics NB (CÉSP) a été augmenté de façon à s'assurer que les tarifs d'électricité resteraient équitables pour les consommateurs et pour superviser les opérations des systèmes indépendants d'opération ERNB.

En date de 2009, les génératrices indépendantes avaient une capacité de production de 504 mégawatts (MW) alors qu'Énergie NB totalisait une production de 3,829 MW. Une production indépendante continuera dans les prochains mois avec l'ajout de parcs éoliens totalisant 363 MW.

Tableau 1 : Les installations électriques du Nouveau-Brunswick

Production et transmission électrique en 2009

Centrales de production Énergie NB

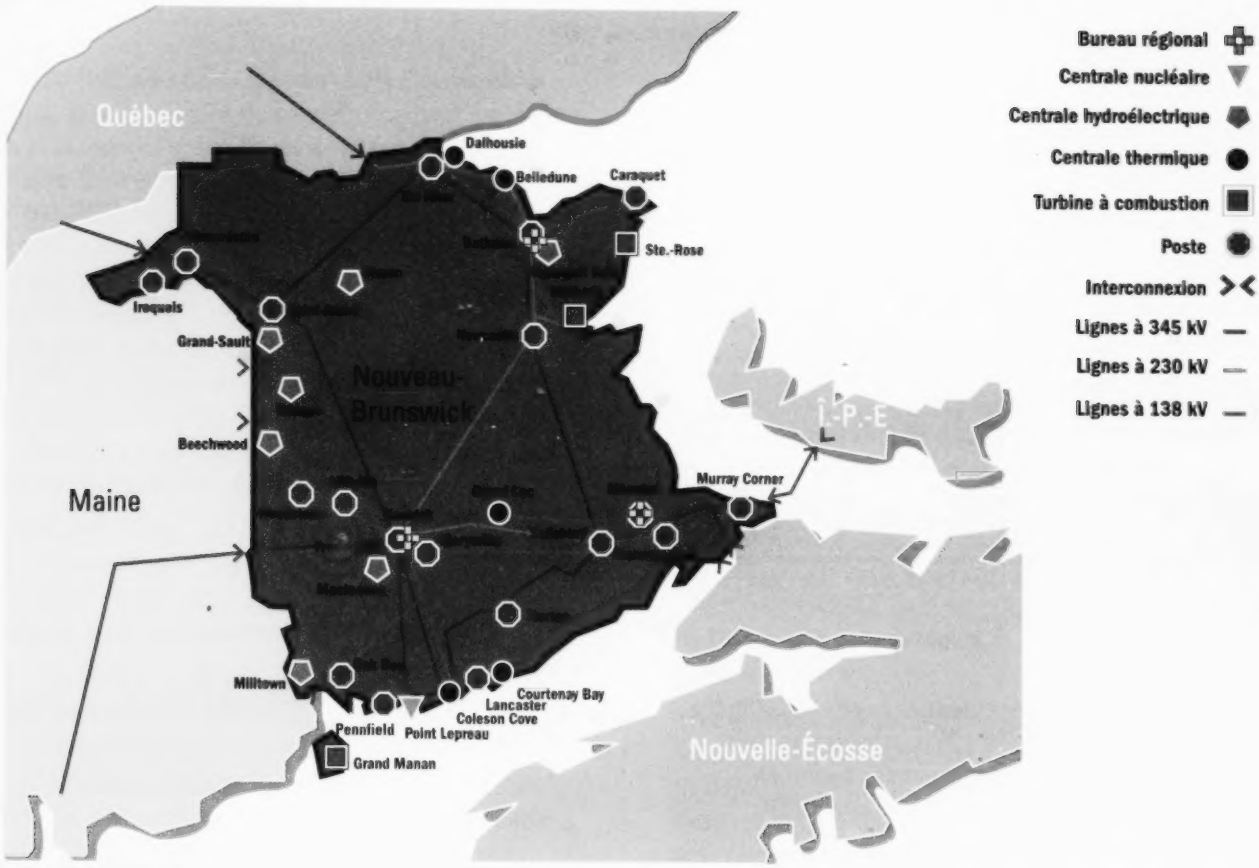
Production des centres en MW		
Point Lepreau	Nucléaire	635
Milltown	Hydroélectrique	3
Sisson	Hydroélectrique	9
Nepisiguit Falls	Hydroélectrique	11
Tobique	Hydroélectrique	20
Grand Falls	Hydroélectrique	66
Beechwood	Hydroélectrique	112
Mactaquac	Hydroélectrique	672
Turbine Grand Manan	Thermique	29
Grand Lake	Thermique	52
Turbine à combustion Ste Rose	Thermique	99
Dalhousie	Thermique	299
Turbine à combustion Millbank	Thermique	397
Belledune	Thermique	457
Coleson Cove	Thermique	968
	Total	**3829**

Production indépendante

Production des centres en MW		
Bayside Power	gaz naturel	263
Parc à turbines éoliennes TransAlta Kent Hills	énergie éolienne	96
Centrale de Grandview	gaz naturel	90
Autres productions hors des services publics	varié	55
	Total	**504**

Source : Énergie NB

Tableau 2 : Le réseau électrique du Nouveau-Brunswick



Source : Énergie NB

Défis de production; risques financiers

Énergie NB devra faire face à plusieurs défis au cours des prochaines années qui se traduiront probablement par d'importantes hausses de tarifs. La plupart de ces défis relèvent de la production. Les centrales à combustion fossile produisent environ 45 % de l'alimentation électrique d'Énergie NB lorsque Lepreau est en marche. Le Québec quant à lui produit 97 % de son électricité de sources renouvelables. En temps normal, le coût du carburant affecte un tiers des coûts totaux d'opérations d'Énergie NB. Le fait qu'Énergie NB soit dépendante de la combustion fossile l'expose aux fluctuations des prix du carburant et de leur volatilité. Tout indique que le prix du pétrole devrait être revu à la hausse au cours des prochaines années et il n'est pas rare de le voir augmenter subitement sur de courtes périodes pour diverses raisons, les spéculations ou les événements politiques entre autres facteurs d'influence.

Les changements climatiques sont désormais considérés comme l'une des plus importantes préoccupations des citoyens qui colorent les programmes politiques. La réglementation des émissions de gaz à effet de serre (GES) est déjà en place dans de nombreux endroits incluant les états du nord-est des États-Unis. Entre-temps, les gouvernements fédéraux du Canada et des États-Unis sont en train de mettre au point des réglementations qui devraient être mises en oeuvre au cours des dix prochaines années. Il est prévu que toutes les centrales à combustion fossile subissent une réglementation et une législation des gaz à effets de serre (GES) de plus en plus sévère. L'évaluation des risques de coûts des émissions de carbone a été confiée à une firme de consultants NERA Economic Consulting, par la province. Des consultants de la NERA ont évalué que les risques de coût pour se conformer à la nouvelle réglementation des GES s'élèveront de 500 millions de dollars à plus d'un milliard de dollars (en dollars de 2010) entre 2010 et 2040. Le prochain tableau montre un scénario basé sur la proposition de réglementation fédérale aux États-Unis qui sera mise en place en 2020 et le prix du carbone à 20 $/tonne en dollars de 2009. Les lignes pointillées montrent les tarifs sans les coûts du carbone et les lignes pleines montrent les tarifs avec les coûts du carbone.

Tableau 2 : Le réseau électrique du Nouveau-Brunswick

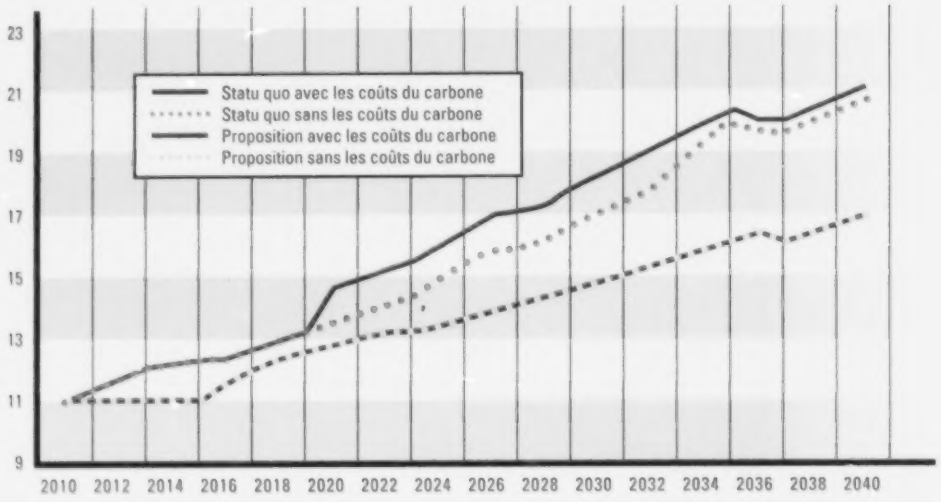
Source : Énergie NB

Défis de production; risques financiers

Énergie NB devra faire face à plusieurs défis au cours des prochaines années qui se traduiront probablement par d'importantes hausses de tarifs. La plupart de ces défis relèvent de la production. Les centrales à combustion fossile produisent environ 45 % de l'alimentation électrique d'Énergie NB lorsque Lepreau est en marche. Le Québec quant à lui produit 97 % de son électricité de sources renouvelables. En temps normal, le coût du carburant affecte un tiers des coûts totaux d'opérations d'Énergie NB. Le fait qu'Énergie NB soit dépendante de la combustion fossile l'expose aux fluctuations des prix du carburant et de leur volatilité. Tout indique que le prix du pétrole devrait être revu à la hausse au cours des prochaines années et il n'est pas rare de le voir augmenter subitement sur de courtes périodes pour diverses raisons, les spéculations ou les événements politiques entre autres facteurs d'influence.

Les changements climatiques sont désormais considérés comme l'une des plus importantes préoccupations des citoyens qui colorent les programmes politiques. La réglementation des émissions de gaz à effet de serre (GES) est déjà en place dans de nombreux endroits incluant les états du nord-est des États-Unis. Entre-temps, les gouvernements fédéraux du Canada et des États-Unis sont en train de mettre au point des réglementations qui devraient être mises en oeuvre au cours des dix prochaines années. Il est prévu que toutes les centrales à combustion fossile subissent une réglementation et une législation des gaz à effets de serre (GES) de plus en plus sévère. L'évaluation des risques de coûts des émissions de carbone a été confiée à une firme de consultants NERA Economic Consulting, par la province. Des consultants de la NERA ont évalué que les risques de coût pour se conformer à la nouvelle réglementation des GES s'élèveront de 500 millions de dollars à plus d'un milliard de dollars (en dollars de 2010) entre 2010 et 2040. Le prochain tableau montre un scénario basé sur la proposition de réglementation fédérale aux États-Unis qui sera mise en place en 2020 et le prix du carbone à 20 $/tonne en dollars de 2009. Les lignes pointillées montrent les tarifs sans les coûts du carbone et les lignes pleines montrent les tarifs avec les coûts du carbone.

Tableau 3 : Tarifs moyens résidentiels. Effets des coûts du carbone (sous/kWh)
Prix du carbone de 20 $ par tonne en 2020



Source: NERA Economic Consulting

Énergie NB devra remplacer plusieurs de ses installations de production au cours des 20 à 25 prochaines années. La remise en état ou le remplacement des centrales électriques incluant celle de Mactaquac avant 2030, Belledune avant 2033 et Point Lepreau avant 2035, représentent des dépenses qui devront être incluses dans les tarifs. La remise en état de Mactaquac à elle seule coûtera environ 2 à 3 $ milliards en dollar actuel. Toutes nouvelles installations de production d'électricité produiront à un coût supérieur à celui d'aujourd'hui.

Les gros projets de construction augmentent le niveau d'endettement, et les risques d'obtenir des taux d'intérêt et des taux de change élevés sont plus grands. Ce qui met le plus en danger la viabilité d'Énergie NB est la remise en état et le redémarrage de la centrale nucléaire de Point Lepreau. Une remise en état qui s'étendrait sur une trop longue période ou qui présenterait trop de difficultés au moment du démarrage engendrerait d'énormes conséquences financières.

En résumé, Énergie NB devra faire face à de nombreux défis qui représentent des dangers financiers importants :

- l'augmentation et la volatilité des prix du pétrole, tout particulièrement pour les centrales au mazout;
- la réglementation des gaz à effet de serre;
- les coûts importants pour le remplacement et la remise en état des centrales;
- les pannes temporaires d'une des grandes centrales de production;
- les intérêts et des taux de change applicables aux dettes;
- le démarrage, de l'opération et de l'arrêt de la centrale nucléaire de Point Lepreau.

Transmission; Capacité

Il est prévu que le système de transmission du réseau de lignes haute tension soit remis à jour, en partie pour accommoder les projets d'énergie renouvelable comme les parcs éoliens. Ces mises à jour seront nécessaires autant dans le scénario d'un statu quo que dans le cas de la mise en oeuvre de la Proposition. Alors que la production d'énergie ne veut plus faire partie des grands émetteurs de GES, un réalignement des centrales sera nécessaire.

Réalité actuelle du marché

Le Comité n'était pas dans une position pour spéculer sur les intentions d'affaires d'Hydro-Québec derrière cette transaction. Son rôle était d'évaluer la transaction en regard des intérêts des citoyens et des citoyennes du Nouveau-Brunswick. Pour ce faire, il est important de comprendre le marché de l'énergie dans lequel Hydro-Québec, Énergie NB et les autres joueurs de la région opèrent.

Hydro-Québec a développé au cours des dernières années un grand plan de construction pour maximiser les ressources hydrauliques à l'intérieur de son territoire. Hydro-Québec a un nouveau plan de développement de 4 500 MW pour créer plus d'hydroélectricité et d'éoliennes pour un avenir qui devra faire face aux contraintes du marché du carbone. Récemment, le déclin de l'économie de l'Amérique du Nord et l'expansion des réserves domestiques de gaz naturel ont eu des effets négatifs sur les prix d'exportation du marché. Un des résultats de la récession a été que les prévisions de la demande d'électricité seront moins importantes que prévu, ce qui laisse Hydro-Québec avec un excès de capacité.

Pour anticiper la reprise économique et pour faire face aux changements climatiques, Hydro-Québec devra, estime-t-on, investir plus de 20 milliards de dollars sur la production et la transmission d'ici 2050.

Le gaz naturel est la principale source de combustible pour la production d'électricité dans le nord-est des États-Unis. Les nouvelles technologies ont augmenté les réserves de gaz naturel en Amérique du Nord, fait baisser et stabiliser les prix en n'ayant qu'un impact modéré sur les prix d'exportation dans les marchés d'Hydro-Québec.

Le Nouveau-Brunswick offre à Hydro-Québec un marché étendu et de meilleurs accès aux marchés d'exportation vers les États-Unis et dans les provinces des Maritimes avec des actifs de production qui fourniront équilibre et flexibilité dans les opérations d'un marché de l'énergie régional.

La capacité d'Hydro-Québec à emmagasiner de grands volumes d'énergie dans ses réservoirs hydrauliques est unique et stratégique dans le marché de l'énergie. Ce sont les mieux positionnés pour intégrer le réseau d'énergie hydraulique du fleuve St John qui est le plus productif en période de ruissellement des bassins versants quand les prix sont à la baisse.

Le Comité reconnaît les défis techniques et financiers auxquels fait face Énergie NB dans ce marché avec ses centrales à combustion fossile alors que les normes se resserrent. Ceci va entraîner vraisemblablement des hausses considérables de tarifs et la nécessité pour le gouvernement d'offrir son soutien pour qu'Énergie NB soit toujours viable si cette transaction n'avait pas lieu.

Réseau de transmission à accès libre

Le réseau de transmission du Nouveau-Brunswick a des interconnexions avec le Québec, l'Î.-P.-É., la Nouvelle-Écosse et le Maine. Il n'est pas seulement situé au cœur de ces marchés, il est un accès libre à toutes ces juridictions, rencontrant tous les standards américains du marché de l'énergie établis par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Ceci est obligatoire pour vendre de l'électricité dans la région et pour l'exporter dans le marché américain.

Tout producteur d'électricité peut utiliser le réseau de transmission, mais parce qu'il a une limite de capacité, ils doivent enchérir de façon compétitive pour obtenir de l'espace dans le réseau. Le tarif payé pour la transmission est réglementé par la CÉSP qui assure un bon retour au propriétaire du réseau de transmission.

L'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB) est une organisation à but non lucratif qui est indépendante des autres participants de l'industrie de l'électricité. Elle est dirigée par un Conseil d'administration indépendant et réglementée par la CÉSP. Le ERNB coordonne le contrôle et surveille les opérations du réseau d'énergie électrique du N.-B. et est responsable de la fiabilité de la coordination au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse, à l'Î.-P.-É. et dans le nord du Maine. Son indépendance est importante pour faciliter un marché de gros électrique compétitif.

3. LA PROPOSITION

Les actifs

Les actifs d'Énergie NB qui seraient vendus à Hydro-Québec :

- les centrales d'hydroélectricité;
- deux centrales d'appoint au diesel à Millbank et Ste Rose;
- la centrale nucléaire de Point Lepreau, une fois la remise en état complétée est prévue pour janvier 2011;
- les droits de transmission associés avec l'acquisition des centrales de production.

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick resterait propriétaire des centrales d'électricité à combustion fossile, la centrale Grand Manan, les actifs de transmission d'Énergie NB, le système d'opération d'Énergie NB, les actifs de distribution d'Énergie NB et les ventes à la clientèle d'Énergie NB. Le ERNB resterait une agence indépendante.

Deux des centrales à combustion fossile resteraient actives au bénéfice d'Hydro-Québec sous contrat d'approvisionnement basé sur une entente de sous-traitance. Elle comprendrait : la centrale de production Belledune (charbon) et la centrale de production Coleson Cove (mazout). Coleson ne servirait que dans les grands moments d'affluence. Sous l'entente de sous-traitance, Hydro-Québec fournirait le carburant et les permis d'émissions dans l'air auront le droit exclusif d'achat de la production de la centrale, mais n'en deviendra pas propriétaire.

Hydro-Québec aurait l'option de diriger le Nouveau-Brunswick vers la fermeture de ces centrales avec un an de préavis et de payer au Nouveau-Brunswick, dans le cas où ça serait applicable, l'équivalent de 12 mois de dépenses fixes.

Trois autres centrales ont été considérées comme superflues. La fermeture en 2010 de la centrale au charbon Grand Lake a été annoncée en septembre 2009. La fermeture graduelle de la centrale au mazout de Dalhousie prévue aussi en 2010 a été annoncée le 29 octobre 2009. Quant à la centrale au mazout de Courtenay Bay, elle n'a pas été utilisée depuis trois ans et sera graduellement fermée.

Pour que la vente de Point Lepreau puisse être complétée, la centrale devra subir une remise en état complète selon le plan de mise en œuvre actuel, puis être redémarrée et recevoir tous les permis d'opérations et d'autorisations nécessaires pour être opérante.

Alimentation électrique du Nouveau-Brunswick par Hydro-Québec.

Hydro-Québec fournirait jusqu'à 14 Terawattheure (TWh/an) d'électricité à Distribution Énergie NB à perpétuité, pour répondre aux besoins de ce que l'on appelle l'alimentation du bassin patrimonial (ABP). Cette production est légèrement au-dessus de la moyenne du niveau d'utilisation d'électricité actuel. Deux bassins énergétiques seraient créés par la province : un de 4,5 TWh/année pour les clients industriels et un de 9,5 TWh/année pour les clients résidentiels, commerciaux et de gros.

Les tarifs d'électricité des cinq premières années.

L'ABP serait fourni par Distribution Énergie NB au prix de 7,35 sous/kilowattheure pour cinq ans. Dès lors, il serait augmenté selon les taux de l'index des prix à la consommation du Nouveau-Brunswick (IPC).

Les tarifs industriels seraient fixés immédiatement après la signature de l'entente à un niveau qui résulterait dans une réduction des tarifs de 23 % en moyenne pour les clients des grandes industries qui utilisent plus de 5 000 kW par mois et une moyenne de 15 % de moins pour les grandes entreprises qui utilisent entre 750 kW et 5 000 kW par mois.

Au premier, deuxième, troisième et quatrième anniversaire de la date de clôture, les tarifs industriels seraient ajustés en fonction des augmentations, s'il y en a, aux tarifs d'affaires L et M d'Hydro-Québec.

Les tarifs résidentiels, commerciaux et de gros seraient gelés pour cinq ans aux niveaux actuels du Nouveau-Brunswick.

Tous les besoins en électricité qui dépassent l'alimentation du bassin patrimonial seraient offerts en appels d'offres par Distribution Énergie NB aux conditions du marché et approuvés par la CÉNB.

Les tarifs d'électricité après la cinquième année.

Après l'an cinq, les tarifs de transmission et de distribution seront séparés des coûts d'électricité. La portion des tarifs de transmission et de distribution que devraient payer les consommateurs serait déterminée selon une base de coûts de service par Énergie NB et les conseils d'administration des services publics.

Le coût des produits de base de l'électricité de l'ABP augmenterait selon l'indice des prix à la consommation du Nouveau-Brunswick (IPC). Tous les clients industriels, résidentiels, commerciaux et de gros verraient des augmentations des coûts de base de l'électricité au taux de l'IPC à perpétuité. Au-delà des besoins de l'ABP, s'il y en avait, ils seraient fournis par appels d'offres concurrentiels menés sous l'autorité de la CÉNB.

Le coût de toute alimentation d'électricité au-delà de l'ABP pour les clients résidentiels, commerciaux et de gros dans les premiers cinq, ce qui n'est pas anticipé, serait placé dans un compte de report et facturé aux clients dans les années après la période de cinq ans. Ceci séparerait de façon distincte du compte de report de Lepreau qui cumule les coûts de l'énergie de remplacement et des autres coûts au cours de la période de remise en état. Le paiement du compte de report de Lepreau sera différé après la fin de la cinquième année, après quoi, il sera combiné aux tarifs.

Le Nouveau-Brunswick devrait modifier le cadre de réglementation qui définit la structure et la régulation de certains aspects de l'industrie électrique pour s'assurer que les termes de l'arrangement définitif sont mis en place. Les éléments importants qu'il devrait inclure sont :

- après la cinquième année, les tarifs de transmission et de distribution seraient régulés sur une base de coûts de service par Énergie Nouveau-Brunswick et la CÉSP;
- l'accès au système de transmission resterait ouvert et sans distinction et les coûts de transmission et les règles du marché continueraient d'être administrés par la CÉSP;
- l'ERNB continuerait d'opérer en tant qu'agence indépendante.

Les finances

Hydro-Québec s'engagerait à verser au Nouveau-Brunswick deux paiements totalisant 3,2 $ milliards. Le premier paiement (1,8 milliard de dollars) à la signature de la transaction qui est prévue le 31 mars 2010 et le second (1,4 milliard de dollars) seront versés le dernier jour de la vente ferme de Point Lepreau, qui est prévue pour le 1er janvier 2011.

La province continuerait de percevoir les taxes sur la propriété sur les actifs de production et des taxes de services sur le réseau de transmission comme dans le cas du statu quo.

Comparaison des tarifs d'électricité à long terme

Le Comité consultatif, avec l'aide de ses consultants experts, a analysé les rapports de NERA (experts-conseils internationaux en économie) qui compare la différence des tarifs entre le statu quo et la Proposition. L'analyse conclue qu'à partir de 2011 les clientèles résidentielle, commerciale et de gros (services municipaux) verront une économie de la valeur nette actuelle (VNA) de 3,4 milliards $ (68 % du total). Les clients industriels verraient des économies (VNA) de 1,6 milliard $ (32 % du total).

Les économies découleraient de l'alimentation en électricité garantie approvisionnée par Hydro-Québec avec une augmentation contrôlée par une formule connue plutôt que par les conditions du statu quo. L'ABP garanti protégerait les tarifs d'électricité dans la province de l'influence directe de l'augmentation du prix du pétrole, des coûts de carbone futurs et de la dette présente et future sur les installations.

Le tableau suivant illustre la comparaison des tarifs d'électricité entre le statu quo et la Proposition. Des tableaux individuels pour les groupes industriels et résidentiels-gros-commerciaux se trouvent à l'annexe C.

Le Comité a étudié les projections faites par NERA et aussi une analyse de sensibilité et a été convaincu que les projections qui ont été faites étaient raisonnables. Les projections utilisées se retrouvent dans l'annexe D. Le Comité a considéré différents scénarios de sensibilité avec un nombre de facteurs et a conclu qu'aucun ne mènerait à un résultat négatif. Par contre, cela a démontré que les risques que pose la réglementation des émissions de carbone pourraient faire augmenter significativement les tarifs d'un éventuel statu quo comme le montre le tableau 3 à la page 12.

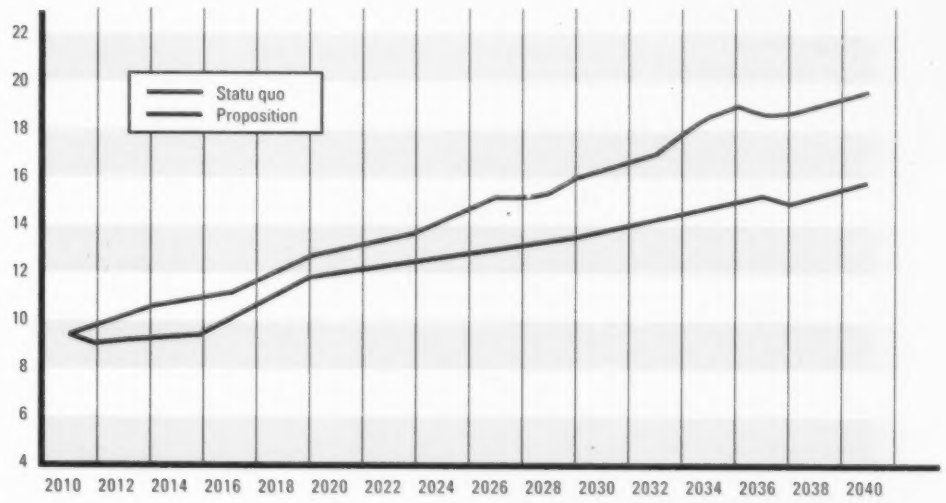
Le Comité consultatif s'entend sur la Proposition une bonne transaction financière pour les clients d'électricité du Nouveau-Brunswick. L'ABP, avec cette Proposition, offrirait une opportunité unique au Nouveau-Brunswick d'accéder à une alimentation en hydroélectricité à bas prix et à faibles risques et de transférer aux consommateurs d'électricité de substantielles économies. Bien que les économies projetées au-delà de 20 à 25 ans ne puissent être définies avec une grande exactitude, il est évident qu'il devrait toujours y avoir un bénéfice net à long terme.

Comptes de report de Lepreau

Ce compte de report est le coût d'une énergie de remplacement et la rétention du personnel, pendant que la centrale de Point Lepreau est remise en état, est une dette qui doit être payée par ceux qui paient les tarifs au Nouveau-Brunswick. Cela doit être payé que la Proposition soit mise en place ou non. Ce compte est évalué à près de 880 millions de dollars à partir du moment où la centrale est redémarrée. Le paiement des frais est reporté sur cinq ans à partir de la vente de la centrale et sera ensuite comptabilisé dans les tarifs d'électricité.

Le Comité reconnaît que le compte de report Lepreau est une question qui doit être soulevée avec le statu quo ou la

Tableau 4 : Tarifs totaux moyens (sous/kWh)



Source: NERA Economic Consulting

mise en place de la Proposition. La question est de savoir quand les frais seront récupérés dans les tarifs. Le Comité recommande que les frais associés aux comptes de report commencent à être appliqués aux tarifs dans la première année du terme de la Proposition plutôt que d'être différés, d'où réduction des frais d'intérêts sur la dette reportée et amoindrissement d'un plus grand accroissement du tarif à l'an six après le redémarrage de la centrale.

Coûts de mise hors service des centrales

Dans le cas du statu quo comme de celui de la Proposition, certaines des centrales à combustion fossile sont considérées comme excédentaires. Le gouvernement provincial a annoncé que les centrales de Grand Lake et de Dalhousie seront fermées en 2010. Dans les deux cas, il y a un coût pour mettre ces centrales hors service. Les premières estimations sont de l'ordre de 13 à 18 millions de dollars pour Grand Lake. Il n'est pas clair où ces coûts seront imputés, seront-ils inclus dans les tarifs ou payés par le gouvernement.

Le Comité recommande que le gouvernement doive rapidement déterminé comment les coûts de mise hors service pour les centrales à combustion fossile seront imputés et s'ils seront ajoutés aux tarifs ou payés par le gouvernement.

Amoindrissement des risques financiers

Comme décrits plus tôt dans ce rapport, les défis auxquels fait face Énergie NB se traduisent en de considérables risques financiers, particulièrement en production d'électricité à court et long terme.

Un approvisionnement en hydroélectricité à bas prix donnerait l'opportunité de réduire la dépendance du Nouveau-Brunswick dans des centrales à combustion fossile ainsi que les risques de l'escalade du prix du carburant et de la réglementation des gaz à effet de serre qui y sont associés. Il éviterait aussi les coûts d'investissement élevés pour remplacer ou remettre à neuf certaines infrastructures de production, ainsi que la dette qui y est associée, les risques de la fluctuation des taux d'intérêt et les taux de change des devises étrangères.

L'approvisionnement garanti de l'alimentation du bassin patrimonial (ABP) assurerait également un approvisionnement adéquat en électricité à moins que les infrastructures de production fassent l'expérience d'un arrêt prolongé ou d'une fermeture. Ceci est particulièrement important dans le cas de Point Lepreau. L'approvisionnement de 14 TWh devra avoir lieu de toute façon avec ou sans Lepreau.

La vente de la centrale de production Point Lepreau ne serait pas définitive tant que sa remise à neuf ne sera pas complétée et que son ouverture et son fonctionnement ne seront pas un succès bien établi. Toutefois, à moins que le redémarrage de Lepreau soit un insuccès, ou se prolonge sur une période indéfinie, un approvisionnement d'électricité de remplacement sera nécessaire. La garantie d'approvisionnement électrique de remplacement à bas prix avec l'ABP réduirait le coût comparativement à un approvisionnement de remplacement dans le marché ouvert d'électricité. Il est peu probable qu'un producteur d'électricité renchérisse dans le marché local de l'électricité et offre un meilleur prix que la garantie de l'ABP d'Hydro-Québec avec la Proposition. En fait, l'ABP aiderait le Nouveau-Brunswick à gérer les risques que l'énergie de remplacement comporte Lepreau si la centrale ne redémarre pas et Hydro-Québec assumerait tous les risques si la centrale devait redémarrer.

Pour faire suite à ceci, selon les accords de sous-traitance pour les centrales à combustion fossiles que le Nouveau-Brunswick garderait en sa possession, Hydro-Québec serait responsable de l'approvisionnement en carburant et des compensations d'émissions de carbone (crédits-carbone) nécessaires à leur fonctionnement. Ceci représente un transfert de risques et de coûts considérables d'Énergie NB à Hydro-Québec.

Le Comité a conclu que la Proposition aiderait à amoindrir la plupart des risques financiers associés à la production dans le statu quo incluant :

- l'augmentation et la volatilité des prix du carburant;
- la prévisible réglementation des gaz à effet de serre;
- les coûts d'investissement élevés pour le remplacement ou la remise à neuf des infrastructures de production;
- les intérêts et le taux de change sur la dette;
- la mise hors service d'une grande infrastructure de production;
- l'arrêt des opérations et la désaffectation de la centrale nucléaire de Point Lepreau.

La dette

La dette que supporte Énergie NB serait substantiellement réduite par la transaction. De plus, les effets des taux d'accroissement de la dette dans le futur qui seraient inévitables dans le statu quo seraient évités. Ceci met à l'abri Énergie NB des hausses futures de taux d'intérêt. Hydro-Québec prendra à sa charge le service de la

dette qui contractera pour acquérir les actifs avec les économies qu'il peut réaliser par la gestion stratégique des installations et des centrales qu'il acquiert d'Énergie NB. Les réservoirs qui permettent de stocker de l'énergie et la flexibilité du réseau hydroélectrique permettraient à Hydro-Québec de réaliser d'efficacités avec les installations et les centrales qu'Énergie NB ne pourrait le faire de son propre chef.

Énergie NB serait au service de sa dette des seules compagnies de transmission et de distribution et des comptes de report. Cette dette devrait être suffisamment servie par les revenus des tarifs.

En examinant la dette d'Énergie NB et sa capacité d'y faire face, le Comité reconnaît ici une préoccupation constante. Au cours des années le gouvernement a fixé les tarifs qu'Énergie NB pouvait facturer à ses clients avec des directives aux services publics et en annulant les décisions de la CÉSP. Cette limite sur les tarifs résulte en une insuffisance de revenus pour Énergie NB pour gérer efficacement la dette que la compagnie a accumulée. Les conséquences ont été que la dette est reportée constamment dans le futur. Dans les audiences de mai 2009 de la CÉSP sur les augmentations des tarifs, Énergie NB a annoncé qu'une augmentation supérieure à 10 % serait nécessaire pour faire face leur revenu à court terme. L'augmentation de 3 % qu'a imposé le gouvernement laisse Énergie NB avec des revenus insuffisants.

Le Comité a conclu qu'une portion substantielle de la dette d'Énergie NB serait éliminée et que la dette future accumulée par Énergie NB pour le remplacement et la remise en état des installations de production serait évitée. L'augmentation des tarifs prescrits par le gouvernement devrait suffire à faire face à la dette restante liée à la transmission et à la distribution.

La valeur des actifs

La Proposition comprend la vente des installations hydroélectrique et nucléaire d'Énergie NB à Hydro-Québec et une entente de sous-traitance qui placerait deux centrales à combustion fossile d'Énergie NB sous le contrôle d'Hydro-Québec. L'évaluation préliminaire du prix offert par Hydro-Québec pour la valeur des actifs des centrales a été analysée par des consultants qui ont été mandatés par la province, Macquarie Capital Markets Canada Ltd. (Macquarie). L'évaluation de Macquarie est préliminaire tant que les détails définitifs de la transaction ne seront pas connus.

La valeur des actifs est directement reliée à la valeur marchande de l'électricité produite et du prix auquel elle est produite par la centrale. Dans le cas des centrales au mazout à Dalhousie et Coleson Cove au Nouveau-Brunswick les prix du mazout ont rendu leur production invendable dans le marché. Du coup, Dalhousie a été choisie comme centrale d'appoint et Coleson Cove opère essentiellement pour fournir de l'énergie durant les périodes de pointe uniquement. Par conséquent, la valeur des infrastructures est significativement réduite.

Macquarie utilisa des techniques d'expertise généralement reconnues dans l'industrie pour évaluer les actifs des infrastructures d'Énergie NB en tenant compte des prix concurrentiels de l'électricité à long terme et en tenant compte de certaines hypothèses en accord avec l'impact du carbone (gaz à effet de serre) dans les marchés énergétiques futurs. Macquerie a conclu de façon préliminaire que le prix de vente qui a été proposé pour les installations offre un retour net au Nouveau-Brunswick.

En étudiant les analyses de NERA quant aux projections de tarifs, le Comité et ses experts-conseils ont mis au défi les hypothèses conservatrices de NERA en ce qui a trait aux impacts du carbone sur la valeur du marché. Pour pouvoir évaluer la valeur de la transaction pour le Nouveau-Brunswick, il était nécessaire que des analystes financiers émettent des hypothèses sur le prix du carbone et l'arrivée de la réglementation sur les gaz à effet de serre.

Alors qu'il y a tant d'incertitudes sur les changements climatiques quant à la forme de la réglementation, son implantation et son calendrier, le Comité est d'accord que la contrainte économique du carbone est incontournable. Le gouvernement canadien actuel a dit clairement qu'il empruntera le rythme des États-Unis qui vient de changer dramatiquement de cap depuis les élections de 2008.

Il y a plusieurs grands projets dans le nord-est des États-Unis qui auront besoin d'une énergie renouvelable fournie par le Canada pour les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre. Ces initiatives reflètent le besoin d'une énergie sans GES pour pouvoir faire face aux demandes actuelles et futures d'énergie renouvelable et la mise à la retraite des centrales à combustion fossile moins efficaces.

L'entente de sous-traitance avec la Proposition garderait Belledune et Coleson Cove aussi longtemps que leur production sera économique. Le Comité a trouvé les hypothèses de NERA conservatrices en considération

de l'impact de la réglementation du carbone, sur ces centrales et quant à l'impact du prix du carbone sur la production de ces centrales se fera probablement plus rapidement. Ces découvertes renforcent la valeur de la Proposition de remplacer les centrales à combustion fossile par de l'énergie hydroélectrique à faible teneur en carbone à un prix maximum garanti.

Le Comité reconnaît aussi que l'impact des dépenses futures de capitaux sur la valeur des actifs et l'opportunité de maximiser la valeur de ces actifs en les intégrant dans un bassin régional de ressources. Le scénario du statu quo laisserait le Nouveau-Brunswick en état de surdépendance sur une production basée sur la combustion fossile et plus exposée aux impacts futurs du prix du carbone et de la réglementation des émissions.

La valeur du système de transmission resterait à la province à mesure qu'elle continuerait de posséder ces actifs. Le système de transmission continuerait de fournir un taux de rendement raisonnable sur les titres qui serait déterminé par la CÉSP.

Le Comité accepte l'évaluation des experts retenus par le gouvernement et la juste valeur des actifs qu'ils ont déterminés de façon préliminaire et que le prix offert par Hydro-Québec est dans les limites d'une juste valeur selon les pratiques généralement reconnues dans l'industrie.

Le Comité a conclu que le prix à payer pour les infrastructures serait juste et une valeur pour le Nouveau-Brunswick. Après discussion avec nombre d'experts de l'industrie des services publics, le Comité conclut que l'analyse économique complétée par les consultants engagés par le gouvernement suit des méthodes conformes à l'industrie et est crédible.

Le rapport du ministère de l'Environnement du Nouveau-Brunswick sur les impacts de la Proposition a conclu qu'aucun nouveaux risque ou souci ne sera créé dans la province. Les projets de nouvelle énergie, tout comme la mise en arrêt de l'infrastructure, continueraient d'être révisés à travers le processus d'évaluation de l'impact environnemental de la province. Les infrastructures existantes pourraient continuer d'être régies par la Loi canadienne sur la qualité de l'air, la Loi sur l'assainissement de l'environnement et la loi sur l'assainissement de l'eau.

La mise en arrêt des infrastructures d'Énergie NB à Grand Lake et Dalhousie va résulter en de substantielles réductions de mercure, de dioxyde de soufre et d'autres polluants atmosphériques. Les objectifs d'émissions, tant canadiens que régionaux, vont être surpassés.

On estime que ces fermetures de centrales auront pour résultat une réduction annuelle de :

- 2,1 millions de tonnes de gaz à effet de serre – 11 % du total provincial
- 89 kilogrammes de mercure – 92 % du total d'Énergie NB
- 27,000 tonnes de dioxyde de soufre – 81 % du total d'Énergie NB
- 4,400 tonnes d'oxyde nitreux – 33 % du total d'Énergie NB

Cela permettra à la province d'excéder son objectif de réduction des gaz à effet de serre de 2012 d'un million de tonnes (Mt) ou 6 % sous les niveaux de 1990. Comme hydroélectricité additionnelle, Québec l'emporte sur de plus coûteuses centrales à énergie fossile à Coleson Cove et au charbon à Belledune. De plus amples réductions seraient à prévoir.

Des estimations faites par NERA pour qu'Énergie NB se conforme aux prochaines réglementations sur les gaz à effet de serre des centrales au charbon et au combustible fossile pourraient être entre 500 millions et 1 milliard de dollars (en dollars de 2010).

Le Comité conclut qu'il y aura une amélioration environnementale réelle avec une réduction des émissions dans l'air et des autres polluants et un coût moindre de réduction des émissions de gaz à effet de serre et autres coûts reliés à l'environnement.

6. SOUVERAINETÉ ET RÉGLEMENTATION

La capacité à mettre en place une politique énergétique

Une politique énergétique peut être vue comme une position stratégique que l'on prend et des mesures mises en place par le gouvernement, qu'elles soient économiques ou réglementaires, pour obtenir des résultats qui sont bénéfiques pour le Nouveau-Brunswick. L'approche stratégique que prend le gouvernement devrait tenir compte des forces et des faiblesses de la province et être soutenue par des politiques énergétiques appropriées. Il doit aussi reconnaître les tendances d'un monde d'émission restreinte de carbone, de nouvelles technologies et de sources d'énergie plus propres.

Le Nouveau-Brunswick a plusieurs avantages dans le secteur de l'énergie. Sa situation géographique relativement aux autres provinces et au nord-est des États-Unis est un avantage particulier qui tombe sous le sens pour l'exportation et le transfert de produits pétroliers raffinés, le gaz naturel et l'électricité.

Le gouvernement a suivi un plan pour augmenter ses exportations d'énergie dans toutes ses formes vers les marchés du nord-est des États-Unis. L'intention apparente a été de construire sur le réseau de transmission et de distribution actuel du gaz et de l'électricité et la capacité de raffinage du pétrole, les diverses combinaisons d'énergies et le potentiel de nouvelles sources d'énergie qui respectent l'environnement.

Il nous apparaît que si la Proposition est mise en place, la province continuera à avoir droit de regard pour mettre en place des politiques énergétiques et pour influencer le développement du secteur avec un cadre réglementaire et des mesures économiques. Toutefois, certaines dimensions de cette capacité à mettre en place de telles mesures dépendront de l'entente qui sera négociée. Les opportunités de développement comme l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables, le déploiement de technologies énergétiques innovatrices dans le futur et l'engagement de la communauté pourraient être compromises dans l'entente définitive.

Le Comité reconnaît que la province propose de prendre une décision dont les implications sont larges et qui pourrait affecter le secteur de l'énergie et le développement économique. Sans prendre en compte la direction du développement économique dans le contexte d'une politique énergétique intégrée, cette transaction existerait dans un vacuum stratégique. Le gouvernement doit saisir cette opportunité pour s'assurer que la province obtienne tous les bénéfices qu'elle présente.

Le Comité a conclu que si la Proposition est mise en place, la province aurait toujours la capacité à établir et à mettre en place des politiques énergétiques et des contrôles de l'industrie de l'électricité tout en laissant des éléments compétitifs opérer dans le marché. Toutefois, il est important que la Proposition soit mise en place avec une direction stratégique du développement économique avec une perspective plus large et avec une politique énergétique en complément.

Réglementation en cours et le rôle de la CÉSP

Parce que la souveraineté et le cadre réglementaire ont été des préoccupations importantes autour de la Proposition originale, le Comité avait du temps pour étudier l'entente et les implications réglementaires. Alors que la Proposition amendée a amenuisé beaucoup des préoccupations ayant trait à la souveraineté, le Comité a trouvé que les consommateurs d'électricité pourraient bénéficier grandement d'une réforme du cadre réglementaire que la Proposition soit adoptée ou non.

Le secteur de l'électricité est complexe lorsque certains segments sont réglementés alors que d'autres ne le sont pas. Ceci permet la concurrence du marché et la discipline d'affaire qui en résulte pour travailler où cela est possible. Au Nouveau-Brunswick, la production d'électricité n'est pas régie et les segments de monopole naturel de transmission et de distribution sont régis.

Le Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CÉSP) est un organisme quasi judiciaire tout près du gouvernement. Il est dirigé par la Loi sur la Commission de l'énergie et des services publics et d'autres lois comme la Loi sur l'électricité et la Loi sur la distribution du gaz. L'étendue de ses pouvoirs est déterminée par la législation; elle ne fixe pas une politique. Il assigne la législature du Comité des corporations de la Couronne annuellement pour la révision de ses opérations.

Dans l'industrie de l'électricité, la CÉSP vérifie les tarifs perçus par Distribution Énergie NB pour équilibrer les intérêts des consommateurs et le service offert. Il n'approuve pas les projets d'investissement ni ne possède l'autorité de vérifier les plaintes des consommateurs. Distribution Énergie NB peut augmenter ses tarifs jusqu'à 3 % sans la vérification de la CÉSP. Les décisions de la CÉSP sont sujettes à l'approbation finale du gouvernement.

Réglementation alternative et rôle de la CÉSP

Dans d'autres juridictions du Canada et des États-Unis, l'organisme de régulation des services publics est considérablement plus surveillé et assure une plus grande transparence et équité de traitement pour les consommateurs. L'autorité de ces organismes de régulation de services publics va habituellement au-delà de la révision des tarifs perçus aux consommateurs pour inclure autant les implications d'un plus large réseau électrique que les principes de développement durable.

Un autre aspect du cadre de réglementation traditionnel est le pouvoir décisionnel du régulateur sans plus de surveillance gouvernementale. Actuellement, toutes les décisions de la Commission de l'énergie et des services publics doivent être approuvées par le gouvernement, ce qui peut fausser les décisions de l'organisme de régulation loin des principes de base de sa propre évaluation qui peut être déterminée par la législation.

Le Comité conclut que l'implantation d'un cadre de réglementation, qui est conforme aux pratiques normales dans d'autres juridictions, pourrait accroître la protection du consommateur, et amener une plus grande transparence et plus grande surveillance des opérations des services publics d'électricité. Cela rendrait le Nouveau-Brunswick conforme aux autres juridictions à l'égard de la réglementation de l'infrastructure électrique et séparerait la réglementation industrielle du gouvernement.

Le Comité recommande que, de toute façon, peu importe si la Proposition est implantée, que la province renforce son cadre réglementaire le plus rapidement possible pour offrir une autorité plus large et placer l'industrie de l'électricité sous surveillance de la Commission de l'énergie et des services publics ce qui serait plus normal et plus aligné sur les autres juridictions. Pour s'assurer d'une plus grande indépendance, de plus de transparence et d'équité envers les consommateurs, la Commission de l'énergie et des services publics devrait posséder un énoncé d'intention et légiférer afin d'assurer que les besoins en électricité des consommateurs soient satisfaits tout en promouvant le développement durable aussi bien que l'équité individuelle et collective. Il devrait avoir le pouvoir de :

- réviser et approuver les tarifs sur l'application des parties intéressées;
- réviser et approuver les tarifs de toutes les infrastructures de transmission et de distribution;
- commander les infrastructures pour payer le coût des parties participantes aux procédures de la CÉSP si leur participation s'avère utile;
- réviser les achats, la construction et l'élimination des projets d'investissement de transmission et de distribution;
- étudier les plaintes de la clientèle;
- exiger de toutes les infrastructures électriques d'investir en toute efficacité énergétique et économique avant d'acquérir de nouvelles réserves en électricité; l'économie serait déterminée par des essais des coûts des ressources électriques industrielles standards.
- étudier les plans du programme d'efficacité énergétique et déterminer le montant que chaque infrastructure doit allouer au programme d'efficacité énergétique;
- étudier les plans d'alimentation pour l'électricité excédante de l'ABP;
- s'assurer que les règles et les exigences des énergies renouvelables sont respectées; et
- prendre des décisions définitives indépendantes de la surveillance gouvernementale.

Conformité législative

Un rapport du Département de l'environnement conclut que la mise en œuvre de la Proposition n'influencerait pas le pouvoir de la province à protéger l'environnement. Toutes les lois environnementales continueront de s'appliquer pour l'approbation des nouveaux projets et des opérations.

Le Comité conclut que les nouvelles entreprises qui se formeront avec la Proposition auraient à se conformer à toutes les lois environnementales tant qu'Énergie NB comme n'importe quelle entreprise opérant dans la province le fait actuellement.

Propriété

Il y a eu beaucoup d'inquiétude sur l'éventuelle perte de la souveraineté du Nouveau-Brunswick dans certaines compétences qui seraient le résultat de la vente d'actifs de production d'Énergie NB à Hydro-Québec. La plupart de ces inquiétudes sont liées à la Proposition originale. La Proposition amendée viserait la vente des centrales à combustible non fossile seulement.

La propriété privée et le fait que les propriétaires habitent à l'extérieur de la juridiction sont chose commune en Amérique du Nord. Par exemple, les services publics en Nouvelle-Écosse, à l'Île-du-Prince-Édouard, à Terre-Neuve et au Labrador sont propriétés privées avec des actionnaires qui sont établis à l'intérieur comme à l'extérieur de leur juridiction respective. La plupart des services publics aux États-Unis sont des entreprises détenues par des actionnaires qui œuvrent dans de nombreux États et qui sont toutes soumises à la réglementation locale. Un tel type de propriété ne semble pas affecter la capacité du gouvernement à exercer son autorité dans la juridiction pour établir des politiques énergétiques, de protection de l'environnement, de l'usage des terres et autres politiques des ressources naturelles. Par exemple, le pouvoir d'expropriation des terres ne serait pas remis à la nouvelle compagnie propriété d'Hydro-Québec comme c'est le cas pour Énergie NB. Mieux encore, il y a plusieurs centrales indépendantes partout au Nouveau-Brunswick dont la capacité s'élève capacité à 504 MW en 2009 et qui atteindront bientôt 800 MW avec les nouveaux parcs d'éoliennes.

Le Comité a conclu que la propriété des actifs des centrales par Hydro-Québec ne devrait pas affecter le pouvoir du Nouveau-Brunswick d'établir des politiques et des réglementations pas plus que les autres centrales indépendantes de la province.

7. COÛTS ET AVANTAGES ÉCONOMIQUES

Perspective de développement élargie

Dans la révision de la Proposition, il est devenu évident que le Comité qui, alors que la Proposition a potentiellement des impacts de longue portée sur l'économie du Nouveau-Brunswick, n'est pas positionné à l'intérieur d'une stratégie de développement économique plus large pour la province. D'ici à ce qu'une telle stratégie soit développée, qui serait idéalement combinée à une stratégie politique énergétique intégrée, la Proposition a une perspective étroite liée seulement à de bas tarifs d'électricité. Si une telle stratégie n'est pas développée, les bénéfices de l'ABP ne se réaliseront pas.

La transaction devrait être le tremplin pour se doter d'une direction stratégique pour attirer de nouvelles industries et entreprises au Nouveau-Brunswick et devrait focaliser sur une offre de nouvelles technologies énergétiques innovantes et efficaces. Une telle stratégie augmenterait la portée bien au-delà du simple prix de l'électricité. Plusieurs infrastructures industrielles fondées sur des ressources naturelles ont fermé au Québec récemment. Considérant les bas tarifs d'électricité du Québec, ceci indiquerait que le prix de l'électricité n'est pas le seul moteur économique d'un succès industriel.

Le Comité conclut que la Proposition, tout en profitant de la sécurité financière de la province, n'est pas un substitut pour une vision stratégique politique qui intégrerait les politiques énergétiques, le développement économique tout en captant les ressources humaines et institutionnelles uniques au Nouveau-Brunswick.

Le partage des bénéfices

Une alimentation hydroélectrique propre et à bas prix au Nouveau-Brunswick aurait pour résultat des économies substantielles pour les propriétaires de maison, d'entreprise et d'industrie en comparaison avec la poursuite d'opération de centrales à combustible fossile. La différence du coût de l'importation de l'électricité du Québec avec celle de la production locale serait suffisante pour réduire les prix de l'électricité au Nouveau-Brunswick alors qu'Hydro-Québec pourrait faire un rendement positif sur ses infrastructures acquises d'Énergie NB et sur le bloc d'énergie ferme de l'ABP.

En plus du bas prix de l'énergie hydroélectrique en comparaison avec les autres types de production, il y a synergie entre les structures de pouvoir de production du Québec et celles du Nouveau-Brunswick.

Hydro-Québec peut stocker de l'énergie à partir de ses grands barrages pour aussi longtemps que trois ans. Le Nouveau-Brunswick n'a pratiquement aucun stockage. Le réseau hydroélectrique de la rivière St John est appelé « au fil de l'eau » parce que le temps de stockage de l'eau dans les réservoirs se compte en heures. Hydro-Québec serait capable de planifier les opérations de production du Nouveau-Brunswick pour une meilleure utilisation du temps de production et atteindra l'efficacité et la réduction des coûts.

Les bénéfices environnementaux pour le Nouveau-Brunswick, tels qu'ils ont été discutés plus tôt sont substantiels et penchent en faveur de la province. La mise hors service des centrales à combustion fossile doit être faite de toute façon.

Le Comité a considéré l'aspect permanent de la nature de la Proposition. Alors que cela crée de la valeur pour l'alimentation du bassin patrimonial avec des tarifs garantis à perpétuité, il y aurait toutefois des risques. Les nouvelles technologies pourraient permettre d'abaisser les coûts de production de l'électricité dans le futur. Pendant ce temps, pour ouvrir les négociations sur l'ABP il y a des risques d'augmenter les coûts. La Proposition inclut des opportunités futures pour réévaluer l'ABP à perpétuité. Une bonne façon de faire face serait un investissement agressif en efficacité énergétique pour réduire la demande en électricité. Une autre opportunité serait de sortir du service standard s'il devait trouver des sources alternatives d'électricité à meilleurs coûts.

Le Comité a conclu que les bénéfices pour le Nouveau-Brunswick sur l'économie des tarifs à court et moyen terme, la réduction des impacts environnementaux quant aux centrales à combustion fossile, le transfert de risques significatifs quant aux installations à Hydro-Québec, l'atténuation des risques quant à la dette actuelle et future et le positionnement de la province dans une économie plus verte contribueront tous à une valeur positive pour le Nouveau-Brunswick en comparaison avec le statu quo. Hydro-Québec profiterait d'un marché pour son électricité à prix prescrit sur le long terme et serait en mesure de mettre en place des opérations d'efficacité énergétique et des économies en joignant sa production à celle des installations du Nouveau-Brunswick.

Création et perte d'emplois.

La fermeture des centrales à combustible fossile, notamment celles de Grand Lake et Dalhousie à court terme, en résultera en une perte de demande de main-d'oeuvre et une réduction des contrats et des besoins d'entretien.

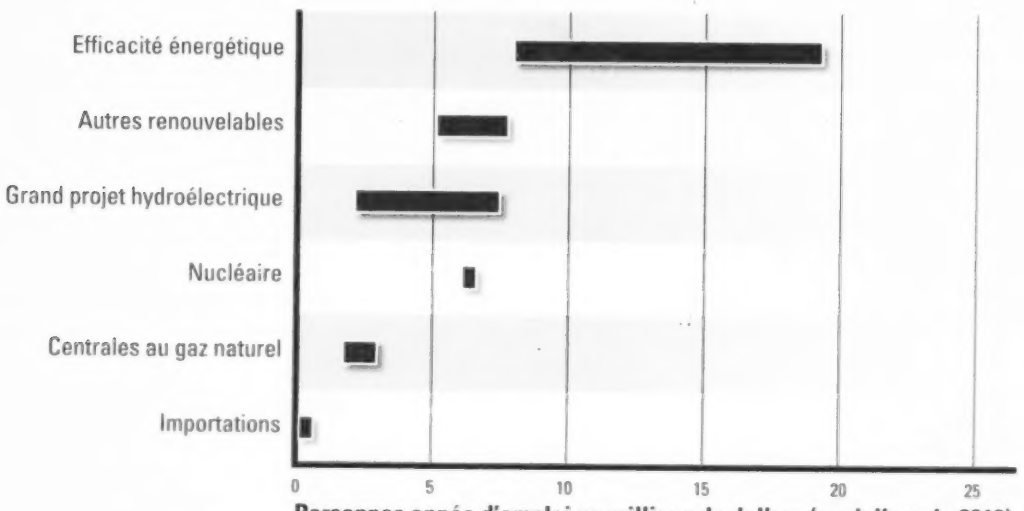
On pourrait s'attendre à ce que les emplois associés aux infrastructures soient contrebalancés par l'accroissement ou le maintien du secteur manufacturier résultant de plus bas tarifs d'électricité. Cependant, il n'y a pas d'analyse disponible qui met en lumière les impacts directs en terme de développement économique et de création d'emplois.

Pour compenser, le développement des investissements en efficacité énergétique pourrait stimuler l'augmentation de la main-d'oeuvre. L'efficacité énergétique réduirait autant le besoin d'importation d'électricité et permettrait une création d'emplois notable. Le tableau 5 montre la comparaison entre les emplois créés par les investissements dans différents projets énergétiques. L'efficacité énergétique demande beaucoup plus de travailleurs. Par exemple, un investissement de 50 millions de dollars créerait de 400 à 1 000 personnes année d'emploi.

De la même façon, les nouvelles technologies et l'innovation en production d'électricité, sa livraison et son utilisation, en incluant des thermopompes par exemple, l'énergie solaire et les technologies « smart grid » devraient être appuyées dans l'entente et le nouveau cadre réglementaire. Le développement de l'énergie éolienne pourrait être facilité par sa compatibilité naturelle avec l'énergie hydroélectrique, sa capacité de stockage et la nature changeante de la production éolienne. De tels objectifs de développement devraient être caractérisés par l'évaluation des avantages économiques nets pour la province incluant la création d'emplois et le développement d'entreprises.

Le Comité a conclu que de simplement focaliser sur de bas tarifs est une vue trop étroite de la situation. Le Comité recommande que, faisant partie d'une perspective de développement économique élargi, l'efficacité énergétique et les nouvelles technologies d'énergie soient adoptées en tant que priorités stratégiques pour la province et que les accords sur l'électricité et le cadre réglementaire appuient entièrement un tel développement. Ces initiatives aideraient à compenser la perte d'emplois associée à la Proposition et stimuleraient le développement de nouvelles entreprises.

Tableau 5 : Emplois créés par million de dollars investis



Notes : La gamme des résultats provient de 12 études entre 1991 et 2009. Valeur pour importations est présumée d'être près de zéro.

Source : Analyses indépendantes préparées pour Efficacité NB

8. FUTURES OPPORTUNITÉS

Au moment où l'on focalise significativement sur le marché de l'électricité et du cadre réglementaire au Nouveau-Brunswick, la province devrait tenir compte des tendances qui se développent dans les nouvelles technologies et les marchés de l'industrie. Une avancée technologique signifiante est présente dans la façon dont l'électricité est produite, transportée et utilisée. L'innovation dans les technologies de l'électricité et les structures du marché continuera de progresser.

La Proposition paraît se concentrer seulement sur le prix de l'électricité, mais les changements qui en résultent dans les conditions du marché et le cadre réglementaire ont de bien plus larges implications dans le développement provincial. Par exemple, le Nouveau-Brunswick a une occasion unique d'améliorer efficacement l'emploi de son énergie et d'adopter de nouvelles technologies innovatrices comme la « smart grid », la production distribuée et le développement des énergies renouvelables. La province a besoin d'encourager ces innovations pour rester compétitive et s'engager dans une « économie verte ».

Le Comité recommande que la province s'assure que toutes les opportunités d'innovation en production d'électricité, de transport et d'usage soient soutenues par le cadre réglementaire et les conditions du marché résultant de la mise en œuvre de la Proposition. Les nouvelles technologies telles que le « smart grid », avec laquelle la gestion plus efficace de la production d'électricité, la livraison et l'usage sont assurés, ont besoin d'être soutenues. Des barricades face à ces développements ne doivent pas être élevées en raison de cette Proposition.

Stratégie énergétique à long terme

Pendant que le gouvernement poursuivait l'ordre du jour d'élargir les exportations d'énergie aux marchés nord-est américains, la Proposition offre une plateforme pour le développement d'une stratégie énergétique intégrée avec des politiques de soutien que le Comité considère comme étant essentielle.

Le Comité conclut qu'il a un besoin pour une stratégie d'énergie intégrée à long terme avec des politiques de soutien. Aujourd'hui, la Proposition sur l'électricité est une initiative indépendante et non pas une partie de la globalité d'une politique provinciale. Il reste de nombreuses questions sur l'approche de la province pour saisir les opportunités du secteur de l'énergie sur des terrains tels que l'efficacité énergétique, l'énergie renouvelable et la recherche et le développement.

Le Nouveau-Brunswick a une opportunité avec l'intégration des sources de production et de l'amélioration de son accès ouvert au réseau pour faire progresser la qualité de l'air dans le nord-est des États-Unis et du Canada. Certaines des centrales les plus polluantes aux États-Unis sont dans la vallée de l'Ohio et sur la côte Est des États-Unis. La réglementation canadienne et américaine sur la qualité de l'air et les changements climatiques progresse et ces centrales deviendront moins économiques surtout face à de grandes quantités d'énergie renouvelable.

Le Nouveau-Brunswick pourrait profiter de l'occasion pour capitaliser à long terme sur des ressources renouvelables, en protégeant le marché contre les coûts futurs d'énergie au carbone tout en développant une expertise en efficacité énergétique et en technologie « smart grid ». La région entière du nord-est se débat pour trouver un emplacement pour de l'énergie renouvelable sur une base économique viable et devra se tourner vers les grandes ressources du Canada pour s'approvisionner.

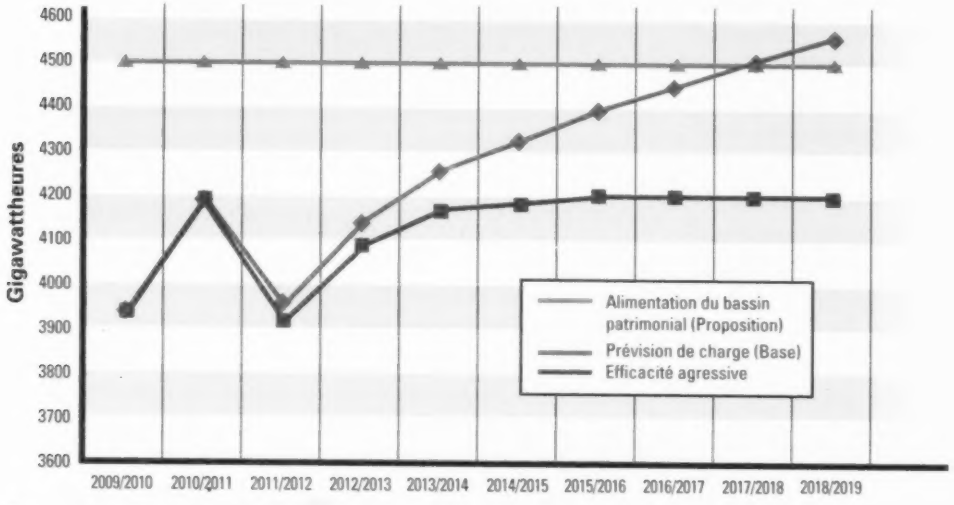
Efficacité énergétique

Des études au Nouveau-Brunswick et dans d'autres juridictions ainsi que de récentes expériences d'Efficacité NB indiquent qu'il y a un grand potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique dans la province. Une industrie d'efficacité énergétique plus large est possible. Dans le marché de l'électricité, le coût estimé des programmes d'efficacité énergétique du Nouveau-Brunswick s'étendrait de 4,5 à 4,7 sous par kilowattheure, bien en deçà du coût de l'approvisionnement en électricité.

Avec de la promotion et des incitatifs stratégiques ainsi qu'avec l'appui de mesures réglementaires, il en résulterait des investissements substantiels en efficacité énergétique. De tels investissements représentent de grands avantages d'économie de coûts en énergie pour les citoyens et pour les entreprises, une plus grande compétitivité de l'industrie et la création d'emplois locaux en design et en construction. Des avantages environnementaux sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre sont aussi considérables et forment un important élément du Plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick.

Dans le contexte de la Proposition, il y aurait une grande motivation pour le Nouveau-Brunswick à garder la demande en électricité à l'intérieur de l'alimentation du bassin patrimonial (ABP) et du prix préférentiel de l'électricité. Ceci serait un défi puisque de plus bas prix tendraient à accroître la demande. Les projections de croissance indiqueraient que l'ABP sera dépassé à court terme, et encore plus tôt si l'industrie s'accroît comme il est espéré. Le tableau qui suit est une illustration de l'impact relatif qu'une efficacité énergétique robuste pourrait avoir sur une demande industrielle en électricité.

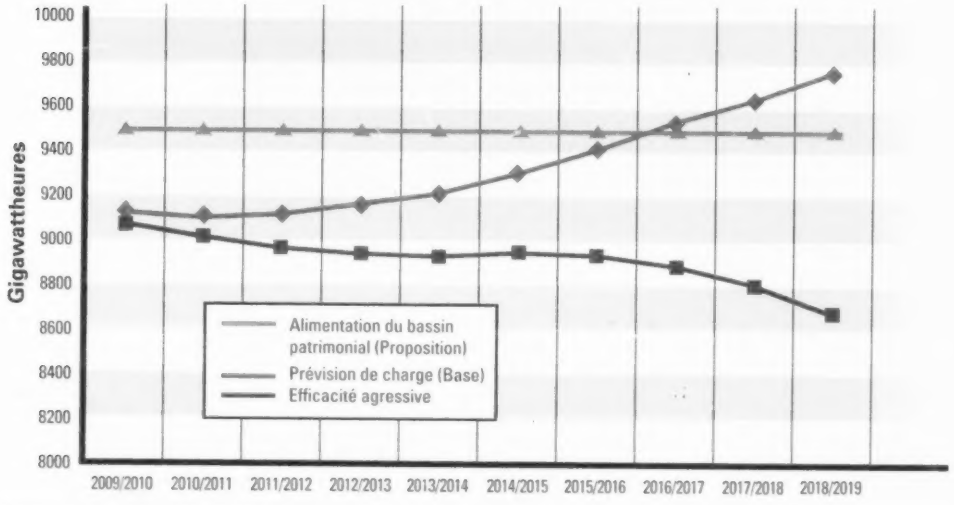
Tableau 6 : Les effets d'investissements en efficacité énergétique sur la demande industrielle



Source : Analyses indépendantes préparées pour Efficacité NB

La demande en électricité dans les marchés résidentiels, commerciaux et de gros (RCW), pourrait être affectée de la même façon par une efficacité énergétique robuste.

Tableau 7 : Les effets d'investissements en efficacité énergétique sur la demande résidentielle, commerciale et de gros



Source : Analyses indépendantes préparées pour Efficacité NB

Le mandat d'Éfficacité NB est de promouvoir l'efficacité énergétique concernant tous les carburants, dont le pétrole, le bois et l'électricité. Dans le court terme de son existence, Éfficacité NB est reconnue en tant que leader au Canada pour ses programmes et de leur livraison. Cependant, ses ressources seraient limitées aux allocations du budget du gouvernement et seraient insuffisantes pour garder la demande d'électricité à l'intérieur du seuil de l'ABP. Le programme de financement nécessaire pour atteindre le potentiel d'efficacité énergétique illustré ci-dessus et pour aplanir la croissance de la demande d'éléctricité est dans la gamme de 690 millions $ entre 2010 et 2019. Cet investissement pourrait atteindre un excédant de 3 milliards $ en investissement économique, créant plus de 30 000 personnes-emplois par année dans la province.

La situation financière du marché de l'électricité relative à l'ABP dans la Proposition serait similaire à la situation financière au Québec. La demande d'électricité au-delà de la réserve de leur ABP est fournie à plus fort prix. Par conséquent, les tentatives de Distribution Hydro-Québec à garder la demande en électricité à l'intérieur de l'ABP pour réduire les coûts d'approvisionnement de toute la clientèle à travers des investissements considérables et stratégiques en efficacité énergétique. Hydro-Québec doit avoir des objectifs d'efficacité énergétique, des plans, des programmes et des budgets approuvés par l'organisme de régulation de service (la Régie). Les objectifs sont robustes, mais en 2008, Hydro-Québec surpassa ses objectifs d'efficacité énergétique pour la cinquième année consécutive.

Le tableau suivant montre les dépenses en efficacité énergétique par les services des autres provinces. Par exemple, Énergie Nouvelle-Écosse indique qu'en 2018, les investissements en efficacité économiseront 2,3 TNh d'électricité par année, éliminant ainsi le besoin de construire une nouvelle centrale de 400 MW. Ils projettent de dépenser de 2 à 5 % des revenus du service dans des programmes d'efficacité énergétique au cours des prochains 10 ans.

Le Comité conclut que l'efficacité énergétique est l'une des plus importantes opportunités de développement énergétique à la disposition du Nouveau-Brunswick et que la mise en oeuvre de la Proposition devrait encourager son expansion pour réduire le besoin d'approvisionnement additionnel en électricité au-delà de l'ABP.

Le Comité recommande la province requière dans un cadre réglementaire grandement élargi un investissement de tous les services d'électricité en efficacité énergétique et une maîtrise de la demande en énergie (MDÉ) en partenariat avec Efficacité NB. Le cadre réglementaire devrait demander aux distributeurs d'électricité de financer toute l'efficacité énergétique rentable et la MDÉ à même leurs frais d'administration pendant qu'ils retiennent les avantages (allocations) pour les consommateurs du Nouveau-Brunswick, tel que faciliter l'accès au programme et l'avis d'experts, à travers Efficacité NB en tant qu'agent de livraison du programme pour toute efficacité énergétique et programme de maîtrise de la demande éventuelle.

Le cadre réglementaire devrait exiger de la CÉSP qu'elle fixe des objectifs agressifs d'efficacité énergétique, implante des programmes et les budgets qui doivent être respectés par tous les distributeurs d'énergie au Nouveau-Brunswick pour maintenir la demande d'électricité à l'intérieur de l'alimentation du bassin patrimonial. Les distributeurs devraient avoir la permission d'amortir les dépenses d'efficacité pour en atténuer les effets sur les tarifs. Les objectifs, les plans de programme et les budgets devraient être développés à partir des propositions préparées par les distributeurs d'électricité sur une période de trois ans.

Tableau 8: Comparaison entre les budgets d'efficacité énergétique et les économies projetées dans les provinces

	Nouvelle -Écosse	Québec	Manitoba	C.B.
Budget d'efficacité énergétique (% des revenus de l'électricité)	2 % en 2010	3 % en 2010	3 % en 2007	5 % en 2010
Économie d'énergie (% de la charge annuelle en moyenne)	2,0 % en 10 ans	0,6 % en 8 ans	0,5 % en 10 ans	0,8 % en 12 ans

Source : Analyses indépendantes préparées pour Efficacité NB

Innovation; investissement

Il y a de nouveaux développements très excitants dans le secteur de l'électricité, de nouvelles technologies comme le « smart grid » la production distribuée et le développement d'énergie renouvelable. En épousant ces innovations nous permettrions le secteur de l'électricité de faire des avancées et de contribuer à « l'économie verte ».

« Smart grid » est un terme qui est utilisé pour les nouveaux réseaux d'information et de contrôle des technologies qui sont appliqués à la transmission et à la distribution pour en améliorer l'efficacité et pour augmenter le rendement du déplacement de l'énergie vers les clients. En distribution, il y a des opportunités à utiliser des technologies de mesure avancées jumelées avec un réseau de distribution qui peut épouser la charge d'électricité des clients en relation avec la disponibilité de la production des centrales. Ceci est particulièrement important dans le cas des éoliennes et leur capacité variable à produire de l'énergie. Il y a des technologies qui profitent au réseau et aux clients.

Le Comité recommande que la province soutienne complètement les nouvelles technologies et les innovations en tant que stratégies prioritaires pour le secteur de l'énergie et que ce soit reflété dans les ententes énergétiques, le cadre réglementaire et tout développement économique stratégique et politique énergétique. La politique et le cadre réglementaire doivent fournir les mécanismes et les investissements nécessaires pour développer et adopter des innovations et des « améliorations au système » dans l'industrie électrique de la province.

Le Comité conclut, à partir des informations disponibles jusqu'au 26 janvier 2010 que les bénéfices pour le Nouveau-Brunswick des économies de tarifs pour le court et long terme, les réductions d'impacts environnementaux des centrales à combustion fossile, le transfert des risques significatifs des centrales vers Hydro-Québec, l'atténuation des risques financiers relatifs à la dette courante et future et le positionnement de la province vers une économie plus verte contribuent tous à une réelle et une valeur positive pour le Nouveau-Brunswick en comparaison avec le statu quo.

GLOSSAIRE

Capacité énergétique : Le maximum d'énergie électrique qu'une centrale peut fournir, qu'une ligne de transmission peut transporter ou la demande d'un client ou d'un groupe de clients et qui s'exprime généralement en mégawatts (MW).

Facteur de capacité : Le pourcentage de temps qu'une centrale est disponible pour la production.

Coût du carbone : Le coût pour une centrale pour se conformer à la réglementation des gaz à effet de serre (GES) en réduisant les émissions ou en achetant des permis de GES.

Prix du carbone : Le prix est le coût pour une centrale de la réduction des émissions de GES ou pour l'achat de permis pour émettre des GES dans un programme réglementé d'une bourse du carbone et est mesuré en $/tonne de dioxyde de carbone équivalent.

Maîtrise de la demande en énergie : Une efficacité énergétique qui est propre à l'électricité; la maîtrise à la fois de l'usage de l'électricité et des demandes de pointe des clients s'obtient généralement dans partenariat entre le service et le client où les deux investissent des fonds et en tirent des économies.

Prix de base de l'électricité : Le prix de l'électricité sans inclure les coûts de transport et de distribution; en fait, il s'agit du prix de la production à la centrale.

Énergie : dans le cas de l'électricité, la somme produite par une centrale dans le temps ou la somme utilisée par les clients. Elle s'exprime en

Kilowattheure (kWh) : l'unité de base de l'énergie électrique et égale à un kilowatt d'énergie pour à ou tiré d'un circuit électrique de façon stable et en une heure

Mégawattheure (MWh) : 1 000 kilowattheures

Gigawattheure (GWh) : un million de kilowattheures

Térawattheure (TWh) : un milliard de kilowattheures; par exemple, la consommation totale du NB est un peu moins de 14 TWh par année.

Combustibles fossiles : Mazout, charbon, gaz naturel

Entente d'achat d'énergie : (EAÉ) Le contrat entre des parties qui concerne l'alimentation en électricité.

Contrat de sous-traitance : Où un fournisseur (propriétaire d'une centrale) s'entend avec un fournisseur de matière brute (mazout) pour traiter cette dernière à un certain taux en un produit qui sera livré au fournisseur de cette matière. La matière brute et le produit restent la propriété du fournisseur de la matière brute. Le taux du fournisseur comprend les dépenses pour la propriété et l'opération de la centrale même si d'autres ententes peuvent être incluses dans l'entente.

ANNEXES

A. Les présentations au Comité

B. Mandat

C. Tableau de comparaison des tarifs

D. Les données qui ont servi à l'évaluation des impacts des tarifs par NERA Economic Consulting

ANNEXE A : LES PRÉSENTATIONS AU COMITÉ (EN DATE DU 26 JANVIER 2010)

Meeting Dates	Presenters	Organization	Purpose of Meeting
	Doug Tyler	Bureau du conseil exécutif, Gouvernement du Nouveau-Brunswick	Breffage du protocole d'entente
	Eugene Meehan Glenn McIsaac	NERA	Évaluation de l'impact du protocole d'entente sur les tarifs
3 et 4 décembre 2009	Brian Levitt Terry Burgoyne	Osler	Point de vue juridique du protocole d'entente
	Stanley Hartt Michael Bernstein Paul Bradley Chin-yen Chen	Macquarie Capital Markets Canada	Attestation d'équité de la transaction
	Claire LePage Neil Jacobsen Brian Pelkey Shelley Rinehart	Département de l'énergie	Stratégie d'énergie au Nouveau-Brunswick
11 décembre 2009	Ray Gorman Doug Goss Cyril Johnston	CÉSP	Rôle de la CÉSP
	Maurice Robichaud	Communications Nouveau-Brunswick	Reçu l'opinion de Comité quant à la livraison du rapport
	Doug Tyler	Bureau du conseil exécutif	Mises à jour des négociations et précisions sur les provisions et les implications du protocole d'entente
	Brian Levitt	Osler	
	Thierry Vandal Marie-José Nadeau	Hydro-Québec	Le point de vue d'Hydro-Québec sur la transaction
	Sharon MacFarlane Lori Clark Anne Morton	Énergie NB	Les finances d'Énergie NB
21 et 23 décembre 2009	Diane Kent-Gillis Dean Mundee Mark Glynn Paul Vanderlaan	Département de l'environnement	L'impact environnemental du protocole d'entente
	Daniel Thériault	Intervenant public (Audience CÉSP, commission de l'énergie et des services publics)	Cadre réglementaire actuel au Nouveau-Brunswick
	Francis McGuire	Chaire du Conseil d'administration d'Énergie NB	Point de vue du CA d'Énergie NB
	Lesley Rogers	Efficacité NB	Programmes et stratégies d'efficacité actuelles et envisagées
	Mike Ferguson	Vérificateur général	Finances d'Énergie NB
	David Alward Paul Robichaud Jeannot Volpé	Opposition officielle	Compréhension de l'Opposition et sa position sur le protocole d'entente
5 et 6 janvier 2010	Bruce Fitch Gilberte Michaud Dallas McCready		
	Lesley Rogers	Efficacité NB	Programmes et stratégies d'efficacité actuelles et envisagées

Meeting Dates	Presenters	Organization	Purpose of Meeting
12 et 13 janvier 2010	Doug Tyler	Bureau du conseil exécutif	Mise à jour des négociations et des précisions plus poussées sur les provisions et les implications du protocole d'entente
	Brian Levitt	Osler	
	Bill Lévesque Jeff Trail Peter Thibodeau	Affaires Nouveau-Brunswick	Impacts économiques du protocole d'entente
	Sylvain Gignac	Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB)	Aperçu du système de transmission et rôle du ERNB
	Francis McGuire	Chaire du Conseil d'administration d'Énergie NB	Perspectives d'Énergie NB sur la transaction
	Darrell Bishop	Ancien Vice-président exécutif, planification stratégique	
	Bill Whalen	Hawk - Marketing Services	Planification de la publication du rapport, des communications et des allocutions
	Michael Bernstein Paul Bradley Chin-yen Chen	Macquarie Capital Markets Canada	Mise à jour de l'attestation d'équité
	Mark Wayland	Deloitte & Touche LLP	
	Eugene (Gene) Meehan Glenn McIsaac	NERA	Mise à jour de l'évaluation des tarifs
	Premier ministre Shawn Graham	Ministère de l'énergie Nouveau-Brunswick	Perspectives du Gouvernement du Nouveau-Brunswick sur la transaction
	Jack Keir, Ministre		
15 janvier 2010 Appel conférence	Elizabeth Beale Fred Bergmann	APEC	Impacts économiques du protocole d'entente
25 et 26 janvier 2010	Doug Tyler	Bureau du conseil exécutif	Mise à jour des négociations et précisions sur les provisions et implications du protocole d'entente
	Brian Levitt	Osler	
	Eugene (Gene) Meehan Glenn McIsaac	NERA	Sensibilisation des estimations des tarifs
	Sylvain Gignac	NBSO	Systèmes de transmission et interconnexions
	Yves Gagnon	Chaire KC Irving en développement durable (Université de Moncton)	Discussions sur les stratégies énegétiques alternatives
	Bill Whalen Susan Jones	Hawk - Marketing Services	Planification de la production du rapport et des communications
	Leonard Lee-White Catherine Mosher	Ministère des finances	Énergie NB et les finances gouvernementales

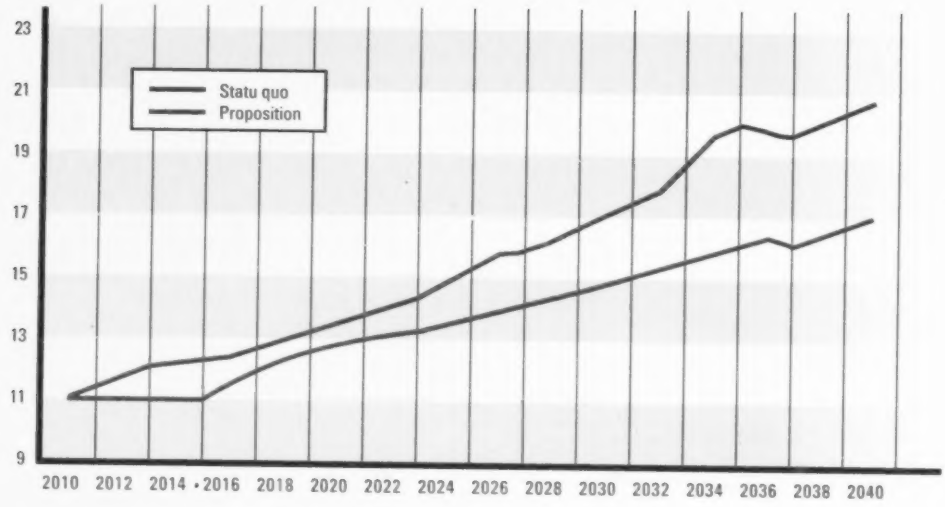
ANNEXE B: MANDAT

Comité consultatif étudiant la Proposition de transaction d'électricité Nouveau-Brunswick / Québec

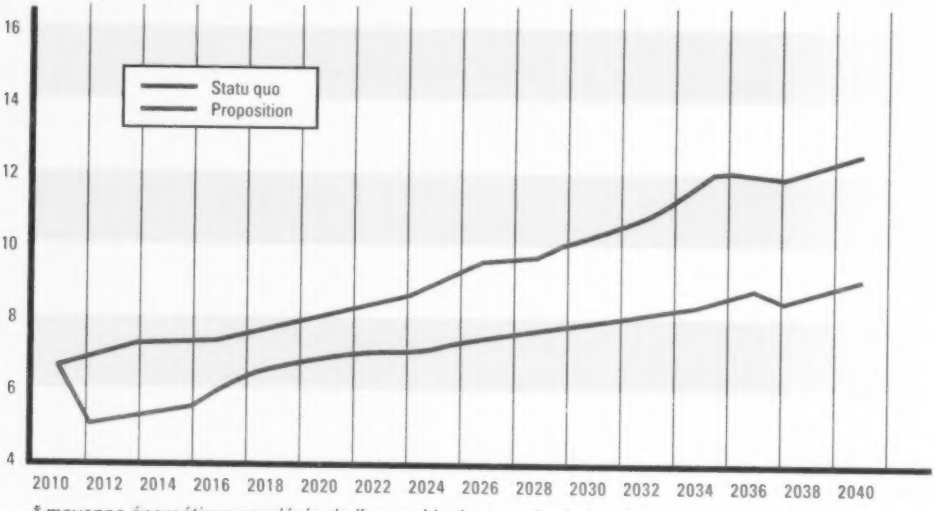
1. Le Comité consultatif fournira une recommandation indépendante au Premier ministre quant à savoir si la transaction commerciale proposée est dans le meilleur intérêt du Nouveau-Brunswick. En plus de telles autres questions que le Comité devrait estimer pertinentes, il comparera les économies et les risques de continuer à posséder et opérer Énergie NB avec ceux de la vendre à Hydro-Québec
2. Le Comité adressera les préoccupations suivantes qui ont été soulevées par les Néo-Brunswickois :
   a. Cette transaction a-t-elle un sens?
   b. Après que le gel de cinq ans sur les tarifs résidentiels expirera en 2015, quels seront les tarifs résidentiels à long terme prévus comparativement à ce qu'Énergie NB pourrait facturer?
   c. Quel impact cette transaction aura-t-elle sur les capacités du Nouveau-Brunswick à établir sa propre politique énergétique, à contrôler les futurs développements de transmission, et à fixer les objectifs environnementaux?
   d. Quels sont les risques à court et à long terme (et les risques évités) de la transaction proposée en comparaison avec Énergie NB maintenue comme société de la couronne? Parmi les risques à considérer il y a ceux associés aux changements environnementaux et climatiques, la future conformité législative, l'escalade des prix du carburant, l'inflation, la désaffectation des centrales à combustible fossile et nucléaires, les taux d'intérêt, les dépenses d'investissements, etc.
   e. Quels sont les profits économiques pour le Nouveau-Brunswick? Quels sont les coûts financiers?
3. Le Comité va commencer son travail en étant complètement informé les tenants et les aboutissants de la Proposition et de ses termes, et il sera mis au courant des développements à mesure que la Proposition soit convertie en un accord plus définitif et un avant-projet de législation.
4. Afin de compléter son travail d'une façon prompte et exhaustive, le Comité aura accès à toutes les informations disponibles qu'il aura besoin aussi bien que les opinions franches de tous ceux impliqués dans la transaction proposée.
5. Le Comité soumettra son rapport à la mi-janvier 2010 au Premier ministre, qui à son tour présentera le rapport à la législature.
6. Le Comité sera soutenu par un secrétariat avec les ressources appropriées à cette tâche.

ANNEXE C: TABLEAU DE COMPARAISON DES TARIFS

Moyenne des tarifs résidentiels (sous/kWh)



*Tarifs moyens des grandes industries (sous/kWh)**



** moyenne énergétique pondérée de l'ensemble des grandes industries*

ANNEXE D : LES DONNÉES QUI ONT SERVI À L'ÉVALUATION DES IMPACTS DES TARIFS PAR NERA ECONOMIC CONSULTING

- **Inflation générale**
  - o Les prévisions du Conference Board du Nouveau-Brunswick 2009 (IPC)
  - o 2,6 % en 2010, 2,4 % en 2011, 2,2 % en 2012 et une moyenne de 1,8 % de 2013 à 2040
- **Croissance de la charge**
  - o Fournie par Énergie NB pour 2010-2020
- **Achats de carburant et énergie**
  - o Basé sur les prévisions d'Énergie NB pour 2011 et 2012 et comprend le prix du carburant selon le New York mercantile exchange (NYMEX) de 7,30 $/MMBtu en 2012, et un facteur de capacité de 94,9 % pour Point Lepreau et 96,9 % pour Belledune
  - o Après 2012 nous assumons
    - 89,5 % facteur de capacité pour Belledune tout au long des prévisions
    - 91 % facteur de capacité pour Point Lepreau jusqu'en 2023, suivi par un déclin en accord avec les projections fournies par Énergie NB
    - 1 % en coûts d'escalade pour les carburants non nucléaires et les coûts de l'énergie (ceci est en accord avec l'amortissement de la parité du pouvoir d'achat (PPA) d'Énergie NB et des prévisions du U.S. Department of Energy)
- **Revenu hors réseau**
  - o Basé sur les prévisions d'Énergie NB pour 2012 en considérant une escalade égale à l'inflation (pas l'escalade réelle)
  - o Le pas d'escalade réelle assume que des ventes dans le marché comprennent que les régions adjacentes ajoutent des ressources renouvelables, réduisant ainsi les coûts des centrales qui opèrent en marge
- **Coûts d'opérations, d'entretien et d'administration**
  - o Basé sur les prévisions d'Énergie NB pour 2011 et 2012, augmentation selon l'inflation sans véritable escalade
  - o Comme les ventes d'électricité sont en hausse, il en résulte un déclin des coûts réels par MWh et des gains de productivité pour les dépenses de T&D
- **Investissements de capitaux majeurs**
  - o 2,3 milliards $ (en dollars 2009) pour remettre en état Mactaquac d'ici à 2030, 275 millions $ pour Belledune d'ici à 2033 et 1,6 milliard (incluant l'énergie de remplacement) pour Point Lepreau d'ici à 2035
  - o Nous assumons que les actifs à combustion fossile seront disponibles tout au long de la période des prévisions et à leur expiration les PPA seront remplacées sans coûts supplémentaires
- **Le compte de report Lepreau**
  - o Il commence à s'intégrer dans les tarifs 5 ans après le démarrage
- **Coût du carbone**
  - o Nous assumons qu'Énergie NB recevrait suffisamment d'allocations gratuites de GES pour couvrir les émissions de Belledune tant qu'elle sera en activité et que des émissions seraient limitées dans les autres centrales à combustion fossile
  - o Après la remise en état et l'extension des activités en 2033, nous assumons qu'Énergie NB devra acheter des allocations de GES pour Belledune à 20 $/tonne (2012$)
- **Nouvel approvisionnement**
  - o Nous assumons que les nouveaux approvisionnements seront au coût de 85 $ par MWh en 2011 en escalade avec l'inflation
  - o Ceci s'applique à de nouveaux approvisionnements autonomes et des approvisionnements au-delà du volume du bassin patrimonial qui est dans la Proposition

- Le prix est généralement en accord avec les coûts complets d'une centrale au gaz et avec les coûts qu'Énergie NB a reçus dans des propositions de parcs éoliens

- **Hypothèses d'établissement des tarifs**
  - Dans les cas d'approvisionnements autonomes, les taux de T et D sont basés sur 1,1x la couverture des intérêts et les coûts de production sont présentés sans aucune marge
  - Dans le cas de la Proposition, Énergie NB doit payer les services d'établissement des tarifs par la CÉSP pour les servies de T et D et doit permettre un retour sur la valeur pour la transmission

- **Coût de financement et retours permis**
  - Nous assumons une moyenne de taux d'intérêt de 5,6 % dans les cas d'approvisionnements autonomes
    - Les prévisions d'Énergie NB pour la dette à long terme au 31 mars 2010 est de 5,3 %
    - La dette à court terme coûte 3 % (15 % de la dette totale)
    - 0,65 % de frais de gérance du portfolio de la dette
  - Dans le cas de la Proposition, nous assumons des coûts de capitaux dans le cadre réglementaire et du retour pour Énergie NB

- **Taux d'escompte méthodologie de calcul de la valeur à terme**
  - Taux d'escompte de 6 %
  - La valeur à terme assume que les économies demeurent constantes au-delà de 2040 et sont évaluées à perpétuité sans croissance